

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический

Направление подготовки **13.03.02 Электроэнергетика и электротехника**

Кафедра Электрических сетей и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Расчет и сравнительный анализ режимов электроэнергетических систем в программных комплексах RastrWin3 и Eurostag

УДК 621.311.004.13:004.451

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Кожуховский Роман Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Прохоров А. В.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Грахова Е.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю.А.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	К.Т.Н.		

Результаты обучения
профессиональные и общекультурные компетенции
по основной образовательной программе подготовки бакалавров
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»,
профиль «Электроэнергетические системы и сети»

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные</i>		
Р 1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (1.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетических систем и сетей, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (2.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 3	Уметь проектировать электроэнергетические системы и электрические сети.	Требования ФГОС (ОК-3, ПК-3, ПК-4, ПК-9), <i>CDIO Syllabus</i> (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов электрических сетей энергосистем, а также энергосистемы в целом, интерпретировать данные и делать выводы.	Требования ФГОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-1, ПК-2, ПК-5, ПК-12, ПК-14, ПК-15), <i>CDIO Syllabus</i> (2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-11, ПК-13, ПК-18), <i>CDIO Syllabus</i> (4.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 6	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической отрасли, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-16, ПК-17), <i>CDIO Syllabus</i> (4.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<i>Универсальные</i>		
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетических систем.	Требования ФГОС (ПК-20, ПК-19, ПК-21), <i>CDIO Syllabus</i> (4.3, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том	Требования ФГОС (ОК-5,

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в области электрических сетей энергосистем.	ОПК-1, ПК-2), <i>CDIO Syllabus</i> (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-5, ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (2.5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетических систем и сетей с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-8, ОК-9, ПК-3, ПК-4, ПК-10), <i>CDIO Syllabus</i> (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-7, ОК-8), <i>CDIO Syllabus</i> (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический

Направление подготовки (специальность) 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрические сети и электротехника

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) _____ (Дата) Прохоров А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской выпускной квалификационной работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5A2Г	Кожуховский Роман Сергеевич

Тема работы:

Расчет и сравнительный анализ режимов электроэнергетических систем в программных комплексах RastrWin3 и Eurostag

Утверждена приказом директора (дата, номер)

От 27.04.2016 г. № 3266/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

13.06.16

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Схема энергорайона 220 кВ -500 кВ 2. Параметры оборудования: генераторов, трансформаторов, линий электропередачи, мощности нагрузок. 3. Перечень рассматриваемых возмущений.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Выполнить анализ литературы, в том числе нормативной документации по вопросам расчета и анализа нормальных и аварийных режимов. 2. Изучить руководство пользователя программного комплекса Eurostag. 3. Реализовать модель заданного энергорайона в

	<p>программных комплексах RastrWin 3 и Eurostag.</p> <p>4. Выполнить расчет установившегося режима для заданных величин нагрузки в программных комплексах RastrWin 3 и Eurostag. Сравнить результаты расчета установившегося режима.</p> <p>5. Выполнить расчет электромеханических переходных процессов в программном комплексе Eurostag для двух типов возмущений: трехфазное короткое замыкание, отключение одной цепи линии. Проанализировать, как влияет учет автоматических регуляторов скорости турбины в моделях генерирующего агрегата на результаты моделирования электромеханических переходных процессов.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Приложение А, Приложение Б, Приложение В, Приложение Г, Приложение Д</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Основная часть	Прохоров А.В.
Финансовый менеджмент	Грахова Е.А.
Социальная ответственность	Амелькович Ю.А.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2016
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
зав. кафедрой	Прохоров А.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Кожуховский Роман Сергеевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования – бакалавриат

Кафедра Электрических сетей и электротехники

Период выполнения – весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

13.06.2016

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела
22.02.2016	Поиск источников литературы по теме исследования; составление плана исследования; анализ существующих программных комплексов для расчета и анализа нормальных и аварийных режимов	
5.03.2016	Изучение пользовательской литературы программного комплекса Eurostag	
17.03.2016	Формирование исследуемой модели энергосистемы, постановка целей исследования, определение условий рассматриваемых режимов	
1.04.2016	Моделирование установившегося режима исследуемой энергосистемы в программных комплексах Eurostag и RastrWin 3; сравнительный анализ результатов расчета	
11. 04.2016	Моделирование переходных режимов в программном комплексе Eurostag; анализ влияния степени детализации регуляторов турбогенераторов на результаты расчетов режимов	
17.04.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
25.04.2016	Социальная ответственность	
20.05.2016	Анализ результатов, заключение; оформление работы	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведующий кафедрой электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	К. Т. Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	К. Т. Н.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5А2Г	Кожуховский Роман Сергеевич

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭСиЭ
Уровень обра- зования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Исследование выполняется на базе ТПУ с использованием оборудования и программного обеспечения университета, количество исполнителей НТИ – 2 человека (Руководитель и инженер). Стоимость ресурсов НТИ – 240000 руб., приобретение основных средств – 2070 руб., амортизация оборудования – 16000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ГОСТ 14.322-83 Нормирование расхода материала. Основные положения; ГОСТ 51541-99 Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым взносам составляют 30% от ФОТ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Технико-экономическое обоснование НТИ, оценка научного уровня исследования, SWOT-анализ
2. Разработка устава научно-технического проекта	Проект выполнен в рамках выпускной квалификационной работы, разработка устава не требуется
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Организация и планирование НТИ, составление сметы затрат на разработку НТИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение ресурсоэффективности НТИ
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. План-график работ	
2. Смета затрат	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Грахова Елена Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Кожуховский Роман Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А2Г	Кожуховский Роман Сергеевич

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭСиЭ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)	Рабочее место представляет собой помещение лаборатории, работа в которой производится на ЭВМ. Факторы: – вредные проявления факторов производственной среды (акустический шум, электромагнитное поле, микроклимат, освещение); – опасные проявления факторов термического характера, пожарной и взрывной природы (короткое замыкание в проводке, вызывающее пожар или поражение электрическим током человека).
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.0.003-74, ГОСТ 12.1.003-2014, СанПиН 2.2.4.1191-03, ГОСТ 12.1.002 – 84, ГОСТ 12.1.004 – 84, ГОСТ Р 22.0.02.-94, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность	Шум; электромагнитное излучение; микроклимат; освещение; опасность поражения электрическим током; пожарная опасность
2. Экологическая безопасность	Выделение углекислого газа, выделение токсичных веществ при утилизации
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Наиболее вероятной ЧС, которая может возникнуть – это короткое замыкание проводки или пожар.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Организация рабочего места при работе с ЭВМ

Перечень графического материала:

-	-
---	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Юлия Александровна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Кожуховский Роман Сергеевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа объемом 101 страницу, содержит 7 рисунков, 22 таблицы, 37 использованных источников литературы, 5 приложений.

Ключевые слова: программный комплекс, режимы электроэнергетических систем, RastrWin 3, Eurostag, установившийся режим, переходный режим.

Актуальность данной работы определяется применением в практике эксплуатации энергосистем различных программных комплексов. Выполнено сопоставление результатов расчетов установившихся режимов в двух программных комплексах RastrWin 3 и Eurostag, предпринята попытка объяснить различия полученных результатов, а также выполнены расчеты переходных процессов в программном комплексе Eurostag и проанализировано как учет различных технических подсистем силового оборудования в расчетной модели влияет на результаты моделирования.

Структура работы: рассмотрены цели и задачи расчета режимов электроэнергетических систем, описаны причины возникновения и требования к ликвидации аварий в энергосистемах, рассмотрены задачи восстановления энергосистем после аварий. Разработана расчетная модель для проведения исследований по сопоставлению результатов расчетов установившихся режимов. Получены результаты расчетов установившихся режимов в RastrWin 3 и Eurostag и выполнено их сравнение. Выполнено моделирование переходных процессов в программном комплексе Eurostag.

Произведена оценка коммерческого и инновационного потенциала научно-технического исследования. Рассмотрены вредные и опасные факторы, воздействующие на инженера-проектировщика. Рассмотрена безопасность в чрезвычайных ситуациях и экологическая безопасность.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе MicrosoftWord 2010, расчет режимов производился в программах RastrWin 3 и Eurostag.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. СТО 59012820.27.100.003-2012. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования.
2. СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта.
3. СТО 59012820.29.240.007-2008. Правила предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем.
4. ГОСТ 12.1.002 – 84. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
5. ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности.
6. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
7. ГОСТ Р 22.0.02.-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий.
8. ГОСТ Р 50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения.

Список используемых сокращений

ЕЭС – единая энергетическая система;
ГЭС – гидроэлектростанция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
АЭС – атомная электростанция;
ЛЭП – линия электропередачи;
ЭЭС – электроэнергетическая система;
СМНР – система мониторинга переходных режимов;
КЗ – короткое замыкание;
ЭДС – электродвижущая сила;
ПА – противоаварийная автоматика;
ОИК – оперативно-информационный комплекс;
ПВК – программно-вычислительный комплекс;
ПО – программное обеспечение;
СТН – система тиристорная независимая;
АРС – автоматический регулятор скорости;
АРВ – автоматический регулятор возбуждения;
ПЭВМ – персональная электронно-вычислительная машина;
КПД – коэффициент полезного действия.

Оглавление

Введение.....	14
1. Описание решаемых задач программно-вычислительными комплексами.....	15
1.1 Расчет режимов электроэнергетических систем	15
1.2 Аварии в энергосистемах	16
1.3 Восстановление энергосистемы	20
1.4 Устойчивость энергосистем.....	21
1.5 Предотвращение развития и ликвидация аварий в энергосистемах	24
1.6 Совместное использование с информационными комплексами	26
1.7 Обзор программно-вычислительных комплексов	27
1.8 Вывод.....	30
2. Постановка задач.....	32
2.1 Описание тестовой схемы	32
2.2 Определение начальных условий установившегося режима	33
2.3 Формирование исходных данных для расчета переходных процессов	36
2.4 Вывод.....	41
3. Анализ результатов исследования.....	43
3.1 Сравнительный анализ результатов расчета установившегося режима	43
3.2 Сравнительный анализ результатов расчета переходных режимов	48
3.3 Вывод.....	53
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	55
4.1 Оценка коммерческого потенциала НТИ	55
4.1.1 Технико-экономическое обоснование НТИ	55
4.1.2 Оценка научного уровня исследования	56
4.1.3 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований	57
4.2 Организация и планирование научно-технического исследования	58
4.2.1 Определение трудоемкости работ	59
4.3 Смета затрат на разработку научно-технического исследования.....	61
4.3.1 Расчет материальных затрат	61

4.3.2 Расчет затрат на оборудование	62
4.3.3 Затраты на оплату труда.....	63
4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	63
4.3.5 Накладные расходы.....	64
4.3.6 Формирование сметы затрат	64
4.4 Определение ресурсоэффективности научно-технического исследования	65
4.5 Вывод.....	66
5 Социальная ответственность	68
5.1 Производственная безопасность	68
5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов	68
5.1.2 Акустический шум	69
5.1.3 Электромагнитное поле	70
5.1.4 Микроклимат	72
5.1.5 Освещение.....	74
5.1.6 Электрический ток	75
5.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	78
5.3 Экологическая безопасность.....	81
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
5.5 Вывод.....	84
Заключение	85
Список использованной литературы.....	86
Приложение А	90
Приложение Б	92
Приложение В.....	94
Приложение Г	97
Приложение Д.....	100

Введение

Расчет режимов электроэнергетических систем позволяет обеспечить устойчивое энергоснабжение и качество электроэнергии, в соответствии с требованиями технических регламентов. Ежедневно производится планирование режимов для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России. Это достигается путем осуществления:

- расчетов электроэнергетических режимов;
- анализа устойчивости энергосистемы;
- расчета допустимых перетоков активной мощности по контролируемым сечениям;
- планирования электроэнергетических режимов работы энергообъектов и энергосистем;

Существует множество различных программно-вычислительных комплексов, предназначенных для решения различных задач. В России основными комплексами являются RastrWin 3 и Eurostag. В данной работе будет произведено их сравнение.

1. Описание решаемых задач программно-вычислительными комплексами

1.1 Расчет режимов электроэнергетических систем

Управление и планирование режимов энергосистемы – весьма сложная задача. Её трудность заключается в невозможности накапливания большого количества электроэнергии, так как в каждый момент времени выработанное электричество сразу же должно быть потреблено нагрузкой. Другой проблемой является огромное количество элементов электроэнергетической системы. Так, на сегодняшний день только лишь в зоне обслуживания ПАО «ФСК ЕЭС» находится более 900 подстанций в сетях выше 110 кВ и более 650 электростанций [1, 2]. Поэтому задача эффективного и безопасного управления энергосистемой может быть рассмотрена только с использованием специальных программно-вычислительных комплексов, на которых осуществляются расчеты допустимых электроэнергетических режимов как всей Единой Энергосистемы России, так и её составных частей. Составными частями ЕЭС являются объединенные и региональные энергосистемы, также отдельные энергорайоны и энергоузлы.

Программно-вычислительные комплексы для расчета электроэнергетических режимов должны обладать высокой точностью, так как именно от этого зависит надежная и устойчивая работа электрооборудования и всей энергосистемы в целом. Расчет режимов представляет собой математическое моделирование событий и реальных физических процессов, которые происходят в энергосистеме.

Организация, обладающая наибольшим экспертным опытом в расчетах режимов работы энергосистемы является открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»). Специалисты системного оператора ежедневно актуализируют расчетную модель энергосистемы, которая учитывает топологию электросетей, состав и характеристики электросетевого оборудования, состав и параметры генерирующего оборудования, токовые нагрузки данного оборудования, а также величины пе-

ретоков активной мощности в контролируемых сечениях. По состоянию на январь 2016 года, модель энергосистемы включает 8777 узлов, 13 630 ветвей, 2 475 энергоблоков на 658 электростанциях, 882 сечений, 280 энергорайонов [2]. При расчете установившихся режимов специалисты Системного оператора используют программный комплекс RastrWin 3, а при расчете переходных режимов применяют программный комплекс Eurostag, причем начальными параметрами являются результаты расчета в комплексе RastrWin 3.

Модель используется для расчета установившихся режимов и статической устойчивости. На основании результатов определяется возможность возникновения перегрузок электроэнергетического оборудования, недопустимых отклонений напряжения на шинах электростанций, подстанций и нагрузки потребителей. Проверяется устойчивость параллельной работы генерирующего оборудования с энергосистемой путем расчета электромеханических переходных процессов и динамической устойчивости с учетом систем регулирования и управления. Данная информация используется для разработки мероприятий по обеспечению допустимых параметров режимов и выработки рекомендаций по действиям диспетчеров. В контролируемых сечениях определяются максимально допустимые и аварийно допустимые перетоки активной мощности, разрабатывается логика действий устройств противоаварийной автоматики и релейной защиты, формируются инструктивные материалы и диспетчерская документация.

Кроме того, по результатам расчетов принимаются решения о перспективе развития ЕЭС России. Прогнозируемые электроэнергетические режимы позволяют обеспечить надежное функционирование ЕЭС при присоединении новых потребителей, строительстве электростанций и сетей.

1.2 Аварии в энергосистемах

Одной из основных задач программно-вычислительных комплексов является расчет аварийных и послеаварийных режимов. Цель таких расчетов – установить, в каких границах режимных параметров может эксплуатироваться

энергосистема. Для этого моделируются различные схемно-режимные ситуации, которые могут возникнуть при эксплуатации энергосистемы, и для данных ситуаций определяются границы запасов устойчивости, время ликвидации возмущений, условия обеспечения критерия динамической устойчивости, параметры послеаварийного режима. По результатам данных расчетов разрабатываются мероприятия по предотвращению возникновения аварий, и их ликвидации.

Авария в энергосистеме – нарушение нормального режима всей или значительной части энергетической системы, связанное с недопустимыми режимами ее работы или режимами работы оборудования, повреждением оборудования, временным недопустимым ухудшением качества электрической энергии или перерывом в электроснабжении потребителей [3].

Аварии в энергосистемах происходят нередко, но также иногда случаются крупные аварии, приводящие к отключению большого количества потребителей, что приводит к большим экономическим издержкам.

Приведем пример наиболее крупных аварий в энергосистемах разных стран за последние 10 лет.

24 сентября 2012 года на подстанции 500 кВ Алматы, расположенной западнее г. Алматы произошло короткое замыкание на системе шин 220 кВ. Причиной аварии стали ошибочные действия персонала при проведении ремонтных работ и отсутствие контроля проведения ремонтных работ со стороны административно-технического персонала Алматинского филиала. В результате, ложное действие релейной защиты привело к отключению всех отходящих линий 220 кВ. Переток активной мощности по отходящим линиям ПС Алматы составлял 476 МВт при потреблении Алматинским энергоузлом 910 МВт. Алматинский энергоузел оказался выделенным на изолированную работу от ЕЭС Казахстана. При этом в плановый ремонт был выведен один из турбогенераторов на Алматинской ТЭЦ-2, на Алматинской ТЭЦ-3 один турбогенератор находился в плановом ремонте, а также еще один турбогенератор был в аварийном ремонте, к тому же один из двух гидрогенераторов на Мойнакской ГЭС был в

ремонте. Возникший небаланс и нехватка генерирующего оборудования в энергорайоне привели к снижению частоты. В результате, следствием аварийного снижения частоты стал останов Мойнакской ГЭС, затем последовательно отключились Алматинская ТЭЦ-1, 2 и Капшагайская ГЭС. В итоге, это привело к тому, что Алматинский энергоузел оказался обесточенным. Суммарный недоотпуск электроэнергии в результате аварии составил более 1 млн. кВт. ч. [4].

10 сентября 2012 стало известно о масштабном отключении электричества на Кубе, охватившем половину страны. Вечером 9 сентября без света остались жители западных провинций и части центра острова – провинции Пинар дель Рио, Артемиса, Гавана, Майабеке, Матансас, Сьенфуэгос, Вилья Клара и Сьего де Авила. Электричество осталось лишь в домах, где имеются автономные генераторы [5].

31 июля 2012 в Индии произошла крупнейшая за всю историю авария в энергосистеме. Без электроснабжения на несколько часов остались 14 штатов Индии. В результате аварии поступление мощности в городе Дели снизилось до 40 МВт при общей нагрузке 4000 МВт. Энергоснабжение удалось полностью восстановить только через 2 дня [6]. Основными причинами аварии стали: плановые и вынужденные отключения линий электропередачи, ослабление и перегрузка межсистемных связей 400 кВ, несвоевременная реакция диспетчерских центров штатов на команды вышестоящих диспетчерских центров, ложное срабатывание дистанционной защиты линии.

20 августа 2010 в 18 ч 34 мин в энергосистеме Санкт-Петербурга и Ленинградской области произошла авария в результате нештатной ситуации на подстанции 330 кВ Восточная. Началом аварии послужило одновременное отключение четырех элементов ПС Восточная: две линии электропередачи 330 кВ, связывающие подстанцию с подстанцией 330 кВ Южная и с Ленинградской АЭС, перемычка между открытыми распределительными устройствами 330 кВ подстанции Восточная и автотрансформатор мощностью 250 МВА. Причиной отключения элементов стало ложное срабатывание релейной защиты, которое было вызвано повреждением кабеля, который обеспечивал питание и коммута-

цию устройств релейной защиты и автоматики. Дальнейшее ухудшение режима привело к аварийному отключению нескольких ЛЭП 110-330 кВ, из-за чего было нарушено электроснабжение потребителей. Развитием аварии на подстанции Восточная стало отключение четырех Санкт-Петербургских ТЭЦ: Центральная, Северная, Правобережная и Выборгская. Результатом аварии стало задержка 68 электропоездов и 6 поездов. В северной столице более 2 200 000 человек и более 350 000 в Ленинградской области остались без электричества. Суммарная мощность нагрузки потребителей, оставшихся без электроснабжения, составила 1,46 ГВт [7].

10 ноября 2009 в Бразилии возникло аварийное нарушение электроснабжения, которое затронуло более 50 миллионов человек, а также привело к перебоям в подаче электроэнергии в Уругвае. Авария произошла в 20 ч. 15 минут по местному времени, но уже в 0 часов 37 минут электроснабжение было восстановлено. Причиной аварии стало аварийное отключение двух воздушных линий, связывающих ГЭС Итайпу и бразильскую энергосистему, в результате чего ГЭС оказалась отделена от энергосистемы [5].

9 ноября 2009 около 70% территории Таджикистана оказалось без электроснабжения. Таджикистанская энергосистема изолирована от энергосистемы Центральной Азии, поэтому аварийное отключение ЛЭП Нурек – Регар повлекло за собой прекращение выдачи электроэнергии со всех ГЭС, включая Нурекскую ГЭС мощностью 3000 МВт, которая является крупнейшей в стране. Тем не менее, авария была ликвидирована за полтора часа. Главной проблемой ставшей причиной каскадного развития аварии было отсутствие перетоков мощности из других энергосистем, из-за чего возникший небаланс мощности не был своевременно скомпенсирован [8].

5 ноября 2006 произошла авария в нескольких энергосистемах западных стран Европы, в результате без электричества остались несколько миллионов человек. Сильное похолодание в Германии вызвало непредвиденный рост нагрузки. Авария на двух высоковольтных линиях электропередачи усугубила ситуацию, в результате чего перегруженные линии стали отключаться одна за

другой. Но работа оперативно-диспетчерского персонала позволила восстановить электроснабжение уже в течение двух часов [9].

14 августа 2006 — авария в энергосистеме Токио, в результате обрыва высоковольтного кабеля. Магистральная линия, протянутая над рекой Эдогава, была оборвана подъемным краном, который перевозился по этой реке. Без электричества остались более миллиона человек, на 30 минут было парализовано метро, прекратилось движение наземных электричек [10].

25 мая 2005 — авария в энергосистеме России. Причиной стало погашение ПС "Чагино" из-за повреждения 24.05.2005 оборудования (измерительных трансформаторов тока 110 кВ, воздушных выключателей 110 кВ, воздушных проводов, подвесной изоляции). Отключено более 3500 МВт. Развитие аварии происходило в течение 10 часов. Восстановление заняло двое суток [11].

1.3 Восстановление энергосистемы

Программно-вычислительные комплексы используют не только при планировании режимов, но и при ликвидации аварий.

При аварии срабатывают устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики, все результаты изменения схемы отображаются на диспетчерском щите. Задачей диспетчера при восстановлении энергосистемы является восстановление питания отключенного потребителя в минимально короткие сроки.

В первую очередь распознается конфигурация ЭЭС сразу после аварии. Для этого анализируются положения выключателей и узлов под напряжением, оперативные сообщения о срабатывании релейной защиты. Таким образом, устанавливается отключенный объект и нормально работающая часть энергосистемы.

Следующим этапом является поиск маршрута восстановления. Цель данного мероприятия — приблизиться к первоначальной конфигурации схемы с минимумом переключений. Для большинства возмущений у диспетчера имеются заранее составленные блоки переключений. В общем последовательность

восстановления выглядит следующим образом: виде в дефицитном энергорайоне производят запуск генераторов, участвующих в восстановлении, и загружают уже подключенные. Приоритет отдается наиболее короткому маршруту. Также при разработке маршрута учитывается приоритет восстановления потребителей. Точка подключения выбирается с как можно более высоким уровнем напряжения, для восстановления большего количества потребителей [12].

После того, как маршрут определен, подготавливаются связи, по которым будут производиться подключения. На данном этапе могут быть использованы системы мониторинга переходных процессов (СМПП). Данные системы обеспечивают синхронизированные по времени измерения параметров, характеризующих режим работы энергосистемы в различных ее точках с высокой дискретностью. Также используются результаты расчетов заранее смоделированных послеаварийных режимов.

Последним этапом восстановления энергосистемы является выполнение переключений и возобновление электроснабжения потребителей.

1.4 Устойчивость энергосистем

Расчет устойчивости производится как при планировании режимов, в случаях изменения схемно-режимной ситуации, так и при контроле запасов устойчивости в реальном времени. Данные мероприятия направлены на повышения надежности электроснабжения.

В энергосистемах различают два вида устойчивости: статическая устойчивость и динамическая устойчивость энергосистемы.

Статической устойчивостью называется способность энергосистемы возвращаться к исходному или близкому к нему установившемуся режиму после малых возмущений. Под малым возмущением режима энергосистемы понимается такое возмущение, при котором изменение параметров режима энергосистемы несоизмеримо малы по сравнению со значениями этих параметров. Примерами возмущений могут быть [13]:

— отключение одной или двух ЛЭП;

- отключение системы шин;
- отключение энергоблока;
- отключение трансформатора;
- близкое к шинам электростанции или затяжное КЗ;
- превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины.

Динамическая устойчивость энергосистемы – способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений без перехода в асинхронный режим. При расчете динамической устойчивости определяют предельное время снятия возмущения, при котором не будет нарушена синхронная работа энергоблоков. В соответствии с этим задаются уставки срабатывания защит и автоматики.

Нарушение устойчивости возникает вследствие небалансов активной мощности, отклонений напряжения, возникновения асинхронных режимов и режимов синхронных качаний. Причинами данных нарушений могут быть внезапные отключения нагрузки или генерации, перегрузки линий электропередачи, отказы защит, устройств противоаварийной автоматики, несинхронного включения линий или генераторов, потери возбуждения генератора. Нарушение устойчивости может привести к асинхронному режиму.

Асинхронный режим – режим энергосистемы, характеризующийся устойчивыми глубокими периодическими колебаниями напряжений, токов и мощностей, периодическим изменением взаимного угла ЭДС генераторов электростанций и наличием разности частот между частями синхронной зоны при сохранении электрической связи между ними.

Устойчивость энергосистем характеризуется запасом устойчивости – показателем, количественно характеризующим «удаленность» значений параметров режима энергосистемы от их значений в предельном по устойчивости режиме. Запас устойчивости разделяют на два вида: запас по активной мощности и запас по напряжению.

Коэффициент запаса статической (апериодической) устойчивости по активной мощности в сечении вычисляется по формуле:

$$K_P = \frac{P_{\text{пр}} - (P + \Delta P_{\text{нк}})}{P_{\text{пр}}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{пр}}$ – предельный по апериодической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении;

P – переток в сечении в рассматриваемом режиме, $P > 0$;

$\Delta P_{\text{нк}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении (принимается, что под действием нерегулярных колебаний переток изменяется в диапазоне $P \pm \Delta P_{\text{нк}}$).

Значение амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности устанавливается для каждого сечения энергосистемы (в том числе, частичного) по данным измерений. При отсутствии таких данных расчетная амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности сечения может быть определена по выражению:

$$\Delta P_{\text{нк}} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{н1}} \cdot P_{\text{н2}}}{P_{\text{н1}} + P_{\text{н2}}}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{н1}}$, $P_{\text{н2}}$, МВт, – суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения. Коэффициент K , МВт, принимается равным 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании (ограничении) потока мощности в сечении.

Значения коэффициента запаса по напряжению (K_U) относятся к узлам нагрузки и вычисляются по формуле:

$$K_U = \frac{U - U_{\text{кр}}}{U}, \quad (3)$$

где U – напряжение в узле в рассматриваемом режиме;

$U_{\text{кр}}$ – критическое напряжение в том же узле, соответствующее границе статической устойчивости электродвигателей.

Критическое напряжение в узлах нагрузки 110 кВ и выше при отсутствии более точных данных принимается равным большей из двух величин: $0,7 \cdot U_{\text{ном}}$ и $0,75 \cdot U_{\text{ном}}$, где $U_{\text{ном}}$ – напряжение в рассматриваемом узле нагрузки при нормальном режиме энергосистемы [13].

Таблица 1– Коэффициенты запаса по активной мощности

Режим, переток в сечении	Минимальные коэффициенты запаса по активной мощности	Минимальные коэффициенты запаса по напряжению
Нормальный	0,20	0,15
Утяжеленный	0,20	0,15
Вынужденный	0,08	0,10

При нарушении устойчивости возможен переход возмущения из одного вида в другой, что повлечет за собой развитие аварии. Поэтому, сохранение статической и динамической устойчивости позволит не допустить развитие аварии.

1.5 Предотвращение развития и ликвидация аварий в энергосистемах

Основными средствами предотвращения крупных аварий является противоаварийная автоматика (ПА) и действия, предпринимаемые оперативно-диспетчерским персоналом в послеаварийных режимах.

Противоаварийной автоматикой называется совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы [14]. Автоматическое противоаварийное управление предназначено для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.

Настройка устройств и комплексов ПА (уставки и алгоритмы функционирования) осуществляется:

- при вводе в работу новых (модернизированных) устройств и комплексов ПА;
- в процессе эксплуатации существующих устройств и комплексов ПА;
- при изменении схемно-режимных условий в энергосистеме.

Проектными решениями для новых (модернизированных) устройств и комплексов ПА должны быть определены: проектные уставки, алгоритмы функционирования (принципиальные, функционально-логические схемы, схемы программируемой логики), параметры параметрирования и конфигурирования. Изменение уставок и алгоритмов функционирования в процессе эксплуатации существующих устройств и комплексов ПА производится на основании расчетов в программно-вычислительных комплексах при планировании режимов и являются объектами диспетчеризации, осуществляющимися по заданию ОАО «СО ЕЭС» или по согласованию с ОАО «СО ЕЭС» [14].

При возникновении аварии, негативные последствия могут распространиться за доли секунды. Человеку не под силу предпринять действия за столь короткий промежуток времени. Противоаварийная автоматика предотвращает развитие нарушения нормального режима работы всей энергосистемы.

Дальнейшие действия предпринимаются оперативно-диспетчерским персоналом. Диспетчер диспетчерского центра - работник, уполномоченный субъектом оперативно-диспетчерского управления от имени диспетчерского центра отдавать команды и разрешения диспетчерам других диспетчерских центров, центров управления сетями и оперативному персоналу субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра [14]. Основными задачами диспетчера электрических сетей являются:

- обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей при экономичной работе электрических сетей;
- организация работ по выводу оборудования в ремонт для технического обслуживания и по вводу его в работу;
- организация работы по ликвидации аварий и других отклонений в работе электрооборудования.

1.6 Совместное использование с информационными комплексами

Для управления режимом энергосистемы, предотвращения и ликвидации аварии диспетчеру необходима информация о параметрах режима. Приём, обработка, передача и хранение телеметрической информации о режиме работы энергетической системы, поступающей в реальном времени, и предоставление оперативно-диспетчерскому персоналу доступа к ней осуществляется с помощью оперативно-информационного комплекса (ОИК).

С 1 августа 2013 года в ОАО «СО ЕЭС» в эксплуатацию введен программно-аппаратный комплекс «Автоматизированная система сбора, достоверизации и формирования плановой и оперативной, отчетной информации» (ПАК АС «Энергия»). Данный комплекс предназначен для унификации процесса сбора, достоверизации и формирования оперативной и отчетной информации, предоставляемой субъектами электроэнергетики в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС». Результаты, полученные в ПАК АС «Энергия», представляются в органы исполнительной власти Российской Федерации, используются при подготовке ежесуточных и ежемесячных справок и отчетов о результатах функционирования ЕЭС России [15].

Еще одной системой телеметрии, используемой в ЕЭС России, является система мониторинга переходных режимов (СМПР). Анализируя выводы об аварии в московской энергосистеме, был издан приказ ОАО "РАО "ЕЭС России"" № 344 от 1 июня 2005 г., согласно которому в России должна быть создана собственная специализированная система мониторинга параметров переходных режимов. СМПР позволяет [16]:

- наблюдать переходные процессы в энергосистеме;
- оценивать текущие режимы работы всей энергосистемы;
- эффективно анализировать причины и последствия технологических нарушений и системных аварий;
- проверить и уточнить динамическую модель энергосистемы;
- более точно настроить автоматику защиты.

Информация, полученная с помощью данных комплексов, структурируется и используется в последующих расчетах при планировании режимов.

1.7 Обзор программно-вычислительных комплексов

В настоящее время используется большое количество различных программ для расчета и моделирования установившихся, переходных режимов. Программные комплексы разрабатываются в разных странах и отличаются спектром решаемых задач. Основными ПВК являются: Космос, PSS/E, DigSilent PowerFactory, Дакар, RastrWin 3, Eurostag. Среди данных программ можно выделить зарубежные комплексы: PSS/E, DigSilent PowerFactory, Eurostag. ПК RastrWin 3 создан в России, а Космос и Дакар в Украине. В странах Европы и в США широкое применение нашли комплексы PSS/E, DigSilent PowerFactory. В России наиболее популярными являются RastrWin 3 и Eurostag.

Программный комплекс Дакар предназначен для расчета и анализа установившихся нормальных и послеаварийных режимов, электромеханических переходных процессов с учетом действия устройств автоматики, реакции энергоустановок электрических станций [18]. Комплекс Дакар предоставляет широкий спектр функций, таких как:

- создание и редактирование графических схем сети;
- расчет установившихся режимов;
- расчет переходных процессов, в том числе моделирование несимметричных неполнофазных режимов;
- расчет утяжеленных режимов и т.д.

Программно-вычислительный комплекс Космос разработан институтом электродинамики НАН города Киев [19].

Программа Космос предназначена для оперативных расчетов режимов энергосистем на основе телеметрической информации. Комплекс применяется в качестве инструмента для настройки систем противоаварийного и режимного управления.

Комплекс Космос предназначен для решения таких задач, как:

- расчет установившегося режима;
- оптимизация по реактивной мощности и коэффициентам трансформации с целью снижения потерь;
- оценивание состояния энергосистемы по данным телеметрии;
- формирование расчетной схемы.

PSS/E (Power System Simulator for Engineering) разработан американской фирмой Power Technologies Inc. в 1976 году. В настоящее время развитием программного комплекса занимается фирма Siemens [20].

PSS/E выполняет следующие задачи:

- расчет и анализ установившихся режимов;
- расчет и анализ симметричных и несимметричных коротких замыканий;
- расчет динамической устойчивости;
- анализ последствий аварийных режимов;
- оптимизация распределения мощности.

Производителем ПО DIgSilent PowerFactory является немецкая компания DIgSilent GmbH. Первая версия программы вышла в 2009 году [21].

Набор функций программного комплекса DIgSilent PowerFactory включает в себя:

- расчет симметричных и несимметричных установившихся режимов;
- анализ низковольтных и оптимизация распределительных сетей;
- оценка состояния электрических сетей;

- моделирование электромагнитных и электромеханических переходных процессов;

- расчет статической и динамической устойчивости.

В данной работе рассматриваются RastrWin 3, Eurostag. Каждая из данных программ имеет ряд преимуществ и недостатков. Так, RastrWin 3 имеет удобный интерфейс и поддерживает функцию оптимизации режима, что отсутствует в Eurostag, но в RastrWin 3 не предусмотрено расчета переходных процессов.

Производителем программного комплекса RastrWin является РОО «Фонд кафедры АЭС им. Д.А. Арзамасцева» г. Екатеринбург. Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации установившихся режимов электрических сетей и систем [22].

Достоинствами RastrWin можно назвать:

- простой и удобный интерфейс;
- возможность создания однолинейной графической схемы сети с отображением необходимых параметров;
- расчет установившегося режима электрических сетей произвольного размера и сложности;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- возможность создания моделей современных средств силовой электроники (СТК, УШР, СТАТКОМ, ВПТ);
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов.

Первоначальным недостатком программного комплекса RastrWin 3 являлось отсутствие возможности рассчитывать переходные режимы, но для этого в RastrWin была предусмотрена возможность экспортирования режима в другие программные комплексы, например, такие как Mustang и Eurostag. В настоящее время в RastrWin 3 можно интегрировать специальное расширение – RUStab, которое позволяет рассчитывать переходные процессы.

Производитель Eurostag – научно-технический центр Tractebel при системном операторе Бельгии, совместно с системным оператором Франции [23]. Программа предназначена в основном для расчета электромеханических переходных процессов любой длительности, но также производит расчет установившихся режимов. В основе Eurostag лежит решение уравнений математической модели с помощью численного метода с переменным шагом интегрирования, который в зависимости от сложности возмущения автоматически подбирается в процессе расчета.

Достоинствам ПВК Eurostag являются:

- большой спектр решаемых задач;
- развитая математическая модель;
- поддержка большого количества типовых сетевых элементов.

Среди недостатков можно отметить:

- отсутствие инструментов для групповой коррекции данных;
- отсутствие настроенных таблиц для анализа;
- большое время расчета.

ПВК Eurostag включает в себя следующие функции:

- определение предельного времени короткого замыкания;
- исследование процессов ресинхронизации;
- определение настроек для систем противоаварийного управления, устройств релейной защиты;
- анализ поведения энергосистемы при различных аварийных возмущениях (лавина напряжения, выпадение из синхронизма крупных электростанций и т.п.).

1.8 Вывод

Функционирование Единой энергетической системы невозможно без применения программно-вычислительных комплексов для расчета режимов. Благодаря им решается обширный комплекс задач управления режимами энергосистем: планируется работа основного электрооборудования, прогнозируется

изменение параметров режима энергетической системы, исследуется устойчивость параллельной работы генерирующего оборудования, рассматриваются различные сценарии возможных аварий, расчет которых позволяет разработать мероприятия по их предотвращению и ликвидации.

Для решения данных задач производится ежедневная актуализация расчетной модели.

Для решения определенных задач (расчет установившихся режимов, переходных процессов) применяются соответствующие программные комплексы. Используемые сегодня комплексы имеют свои преимущества и недостатки, так как каждый комплекс изначально создается для решения конкретных задач. В RastrWin 3 имеется качественная графическая составляющая, Eurostag поддерживает возможность детального моделирования электрооборудования при расчете переходных процессов.

2. Постановка задач

2.1 Описание тестовой схемы

В России специалистами системного оператора при расчете режимов энергосистем используются два программно-вычислительных комплекса: RastrWin 3 и Eurostag. Комплекс RastrWin используется для расчета нормальных и послеаварийных установившихся режимов, а Eurostag для расчета переходных режимов. Однако Eurostag также поддерживает возможность расчета установившихся режимов. Главной задачей будет являться сравнение результатов расчета установившегося режима, посчитанного в обоих комплексах. Также будет произведено сравнение скорости расчета, реализации схем замещения электрооборудования, методов расчета. В целях освоения программного комплекса Eurostag будет произведен расчет переходных процессов различных возмущений и анализ возможности последующего развития аварии.

При проведении исследований была использована модель энергосистемы, представляющая собой изолированный энергорайон. Расчетная схема представлена на рисунке 1 [24].

Схема данного энергорайона содержит сети двух номиналов напряжений: 500 кВ и 220 кВ.

К сети 220 кВ подключено три электростанции. Две из них представлены турбогенераторами ТВФ-63-2, установленная мощность которых 315 МВт и 126 МВт соответственно. Третья электростанция представлена турбогенератором Т-12-2У3 и подключена к сети 220 кВ через кабельную линию и два трансформатора ТРДН-40000/220. В сети 220 кВ имеется нагрузка, питающаяся от сети 220 кВ, и нагрузка, подключенная к шинам 10 кВ, через трансформаторы ТРДН-40000/220. Суммарная активная мощность нагрузки, подключенной к сети 220 кВ, составляет 632 МВт, мощность реактивной нагрузки – 302 МВАр.

К сети 500 кВ присоединено две электростанции. Первая представлена турбогенераторами ТВВ-200-2УЕЗ, установленной мощностью 600 МВт, вторая электростанция представлена турбогенераторами ТГВ-300-2УЗ, установленной мощностью 1200 МВт. В сети 500 кВ вся нагрузка питается от шин 500 кВ. Мощность нагрузки 500 кВ составляет 1155 МВт активной мощности и 820 МВАр реактивной мощности.

Сеть 220 кВ соединена с сетью 500 кВ с помощью двух автотрансформаторов АТДЦТН-500000/500/220.

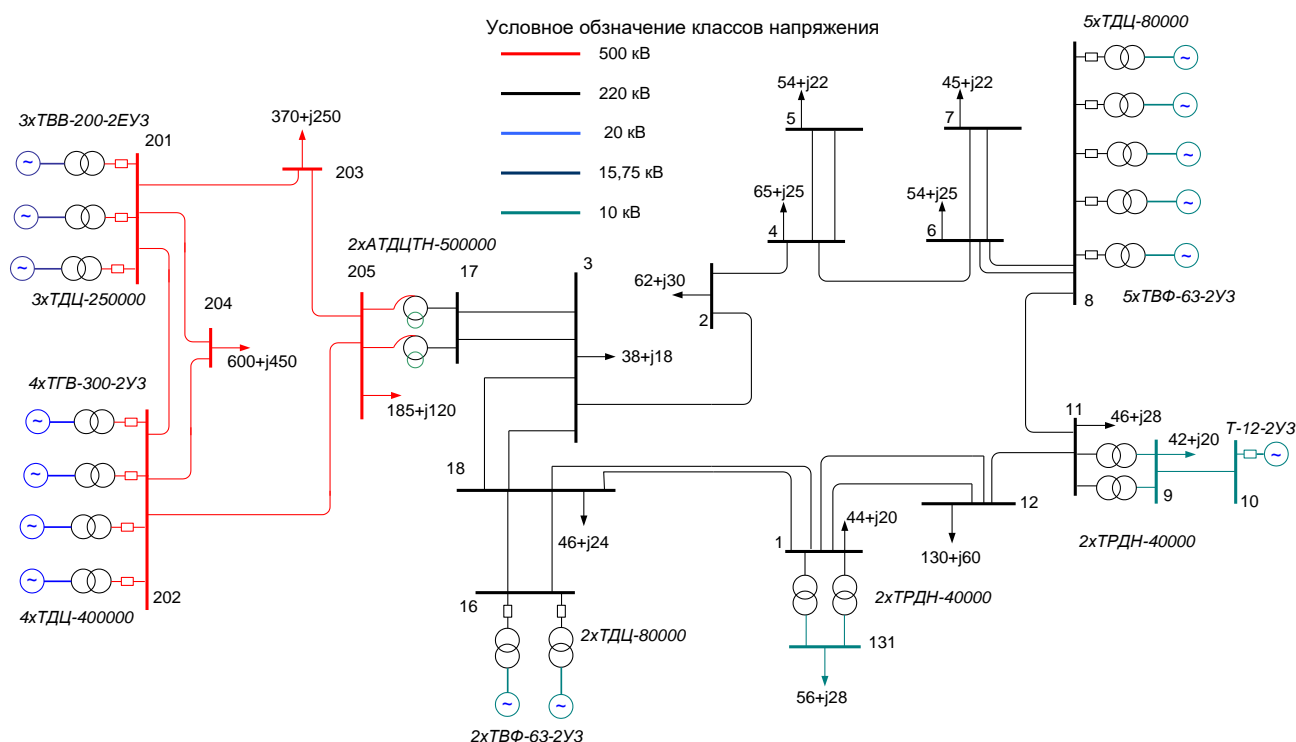


Рисунок 1. Расчетная схема

2.2 Определение начальных условий установившегося режима

Начальными условиями для расчета установившегося режима являются мощность, выдаваемая генерирующим оборудованием, величина нагрузки, сопротивление линий электропередачи и трансформаторов, топология сети.

При проведении исследований в различных программно-вычислительных комплексах схема соединения элементов остается неизменной, но различия программных комплексов в подходе к представлению данных вынуждает задавать величины в разных системах единиц. В RastrWin данные

задаются в именованных единицах, а в Eurostag в относительных. В данном случае задание значений в относительных единицах обусловлено меньшим разбросом значений элементов матрицы коэффициентов при решении методом Ньютона. RastrWin также поддерживает возможность задания значений в относительных единицах, но это усложняет ввод данных и увеличивает вероятность ошибки.

Параметры линий электропередачи представлены в таблице 1. Параметры трансформаторов представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Параметры линий электропередачи

Наименование линии	Длина, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Марка провода	Число параллельных линий
1-12	20	2,42	8,7	52	АС-240	2
1-18	30	3,63	13,05	78	АС-400	2
2-3	45	5,445	19,575	117	АС-400	1
2-4	30	3,63	13,05	78	АС-240	1
3-17	45	5,445	19,575	117	АС-240	1
3-18	30	3,63	13,05	78	АС-240	2
4-5	25	3,025	10,875	65	АС-240	2
4-6	20	2,42	8,7	52	АС-400	1
6-7	20	2,42	8,7	52	АС-240	2
6-8	20	2,42	8,7	52	АС-240	2
8-11	50	6,05	21,75	130	АС-240	1
9-10	3	1,54	0,15	0,54	КЛ	2
11-12	20	2,42	8,7	52	АС-240	2
16-18	30	0,69	9,18	108,6	АС-400	1
201-202	60	1,38	18,36	217,2	АС-400	1
201-203	90	2,07	27,54	325,8	АС-400	1
201-204	75	1,725	22,95	271,5	АС-400	1
202-204	80	1,84	24,48	289,6	АС-400	1
202-205	120	2,76	36,72	434,4	АС-400	1
203-205	100	2,3	30,6	362	АС-400	1

Линии электропередачи в расчетах представлены П-образной схемой замещения, приведенной на рисунке 2. Параметрами линии являются активное сопротивление $r_{\text{л}}$, индуктивное сопротивление $x_{\text{л}}$ и емкостная проводимость $b_{\text{л}}$.

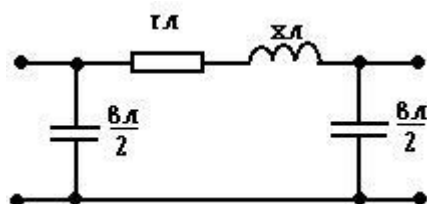


Рисунок 2. Схема замещения линии электропередачи

Таблица 2 – Параметры трансформаторов

Марка трансформатора	$U_{\text{В}}$, кВ	$U_{\text{Н}}$, кВ	R , Ом	X , Ом
ТДЦ-80000/220	220	10,5	2,9	80,8
ТРДН-40000/220	220	10	5,6	152,4
ТДЦ-250000/500	500	15,75	2,65	143
ТДЦ-400000/500	500	20	1,4	89,5
АТДЦТН-500000/500/200	500	220	2,1	60,4

Трансформаторы и автотрансформатор представлены схемой замещения, изображенной на рисунке 3. Сопротивления обеих обмоток приведены к высокой стороне и выражены активным сопротивлением R_{T} и индуктивным сопротивлением X_{T} , постоянным коэффициентом трансформации k_{T} . При расчетах выбраны простейшие схемы замещения для уменьшения количества влияющих величин на результаты расчета.

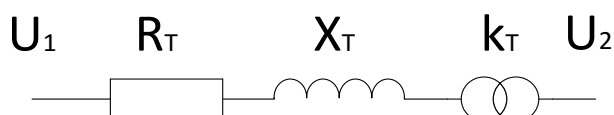


Рисунок 3. Схема замещения трансформатора

В расчетах установившихся режимов генераторы представлены источниками активной и реактивной мощности, балансирующими по напряжению. Исходными параметрами являются активная мощность генератора и напряжение в узле его подключения. Реактивная мощность генератора является расчетным параметром и зависит от величины напряжения на шинах генератора. Схема замещения генератора приведена на рисунке 4. Величины загрузки генераторов приведены в таблице 3.

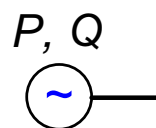


Рисунок 4. Схема замещения генератора

Таблица 3 – Величина загрузки турбогенераторов

Марка турбогенератора	Величина загрузки по активной мощности, МВт
ТВФ-63-2	57
Т-12-2УЗ	10,5
ТВВ-200-2УЕЗ	190
ТГВ-300-2УЗ	225

Контролируемыми параметрами при расчете установившегося режима будут напряжения в узлах схемы и потоки активной и реактивной мощности по ветвям.

2.3 Формирование исходных данных для расчета переходных процессов

Расчетными возмущениями в сети приняты короткое замыкание в узле 4 и отключение одной цепи двухцепной линии 18-1. Время короткого замыкания выбирается при условии максимального времени срабатывания релейной защиты и максимальной длительности отключения выключателя по условию сохранения динамической устойчивости. Проводимость шунта короткого замыкания принимается таким, чтобы в точке к.з. напряжение снизилось до 30% от значения в исходном режиме, так как в реальных условиях напряжение не снижается до нуля.

Моделирование переходных процессов выполняется с учетом и без учета автоматического регулятора скорости вращения турбины. Начальными условиям переходного режима будут служить результаты расчета установившегося режима.

В программном комплексе Eurostag для расчета переходных режимов используется расчетный метод Nordsieck с переменным шагом интегрирования, основанный на методе прогноз-коррекции. При расчете переходных процессов программой автоматически увеличивается или уменьшается шаг интегрирования, при этом соблюдается точность расчетов, заявленная пользователем.

Параметры турбогенераторов для расчета переходных процессов приведены в таблице 4. Моделирование синхронных машин выполнено согласно классической теории Парка. В задаче активное сопротивление цепи статора синхронной машины не учитывается, так как оно относительно мало в сравнении с остальными сопротивлениями системы. Система уравнений Парка-Горева выглядит следующим образом:

$$\frac{T_j}{\omega_0} P \omega + M = M_T, \quad (4)$$

$$M = \frac{E_q I_q}{\omega}, \quad (5)$$

$$M_T = M_{T_{\text{НОМ}}} - \eta_T (\omega - \omega_{\text{НОМ}}), \quad (6)$$

$$E_q = K_H \omega i_B, \quad (7)$$

$$i_B = \frac{1}{R_B(T_{d0}P+1)} U_B + \frac{K_{HP}}{R_B(T_{d0}P+1)} I_d, \quad (8)$$

$$P\delta = \omega - \omega_H, \quad (9)$$

$$I_d = \frac{E_q}{\omega L} - \frac{U_H \cos \delta}{\omega_H L}, \quad (10)$$

$$I_q = \frac{U \sin \delta}{\omega_H L}, \quad (11)$$

где T_j – постоянная инерции генератора;

ω_0 – номинальная частота вращения, $\omega_0 = 314 \frac{\text{рад}}{\text{сек}}$;

M – электромагнитный момент на валу;

ω – частота вращения вала;

M_T – механический момент турбины;

E_q – синхронная ЭДС генератора по поперечной оси;

I_q – ток ротора по поперечной оси;

η_T – КПД турбины;

i_B, U_B, R_B – ток, напряжение и активное сопротивление обмотки возбуждения;

U_H – напряжение на нагрузке;

T_{d0} – постоянная времени обмотки возбуждения;

I_d – ток ротора по продольной оси;

L – индуктивность нагрузки;

δ – угол между ЭДС генератора и напряжением на нагрузке;

P – активная мощность генератора;

K_H – определяется из выражения $K_H^2 = R_B T_{d0} \frac{x_d - x'_d}{\omega}$, где x_d и x'_d – синхронное и переходное сопротивления генератора по продольной оси.

В расчетах генераторы реализованы моделью, в которой ротор представлен тремя эквивалентными обмотками: обмоткой возбудителя и демпферной обмоткой в оси d без индуктивной связи между ними и демпферной обмоткой в оси q.

Таблица 4 – Параметры турбогенераторов для расчета переходных режимов

Тип турбогенератора	$P_{ном}$	U_H	T_j	X'_d	X_d	X_q	X''_d	X''_q	T'_{d0}	T''_{d0}	T''_{q0}	X'_q
ТВФ-63-2	63	10,5	8,5	0,22	1,2	1,2	0,15	0,15	7	0,2	0,2	0,22
Т-12-2УЗ	12	10,5	7	0,3	1,3	1,3	0,2	0,2	8	0,23	0,23	0,3
ТВВ-200-2УЕЗ	200	15,75	8	0,2	1,4	1,4	0,16	0,16	8,5	0,18	0,18	0,2
ТГВ-300-2УЗ	300	20	7,5	0,23	1,5	1,5	0,17	0,17	7,5	0,19	0,19	0,23

Коэффициент демпфирования K_d принят для всех генераторов равным 10 о.е.

Используемые регуляторы взяты из библиотеки стандартных моделей Eurostag.

Параметры автоматического регулятора возбуждения для всех генераторов приведены в таблице 5. Автоматический регулятор возбуждения поддержи-

вает напряжение на выходе генератора постоянным при помощи изменения величины тока возбуждения в обмотке ротора. В качестве возбудителя используется система тиристорная независимая (СТН), предназначенная для питания обмотки возбуждения крупных турбогенераторов выпрямленным регулируемым током. Для АРВ указываются следующие параметры: постоянная времени устройства АРВ (T_{APB} , с), коэффициент усиления по отклонения напряжения (k_U , о.е.), максимальное и минимальное напряжение на выходе (U_f^{min} , U_f^{max} , о.е.).

В качестве модели АРС использован тип АРС для паровой турбины. Автоматический регулятор скорости турбины воздействует на регулирующий клапан турбины, изменяя величину подачи пара на лопатки турбины. Характеристики регулятора: зона нечувствительности (Z_n , %), постоянная времени АРС (T_{reg} , с), ограничения на выходной сигнал регулятора (P_T^{min} , P_T^{max} , %), ограничения на скорость изменения выходного сигнала регулятора (минимальная и максимальная скорость изменения мощности, задаваемой регулятором $M_{v_{max}}$, $M_{v_{min}}$, о.е.). Параметры автоматического регулятора скорости для всех генераторов приведены в таблице 6.

Таблица 5 – Параметры автоматического регулятора возбуждения

T_{APB} , с	k_U , о.е.	U_f^{min} , о.е.	U_f^{max} , о.е.
0,03	150	-2	-2

Таблица 6 – Параметры автоматического регулятора скорости

Z_n , %	T_{reg} , с	P_T^{min} , %	P_T^{max} , %	$M_{v_{min}}$, о.е./с	$M_{v_{max}}$, о.е./с
0,3	0,1	60	100	-0,4	0,2

Используемая при моделировании модель автоматического регулятора скорости вращения турбины учитывает такие элементы, как: регулятор частоты вращения турбины, турбину, пароперегреватель, котел вместе с автоматикой его управления. Сторона высокого давления турбины представлена прямопропорциональной зависимостью от механического вращающего момента через коэффициент α и зависит от положения управляющего клапана. Сторона низко-

го давления выражается, как $1-\alpha$ от механического вращающего момента. Пароперегреватель представлен функцией разности между потоками высокого и низкого давления турбины. Характеристика турбины f_T выражена:

$$f_T = c + \frac{\Delta w}{S}, \quad (12)$$

где c – исходный уровень мощности турбины;

Δw – отклонение частоты вращения;

S – статизм регулирования скорости турбины.

Математическое описание модели регулятора скорости представляет собой блок-схему логических макроблоков. Логическая схема модели регулятора скорости турбины представлена на рисунке 2.

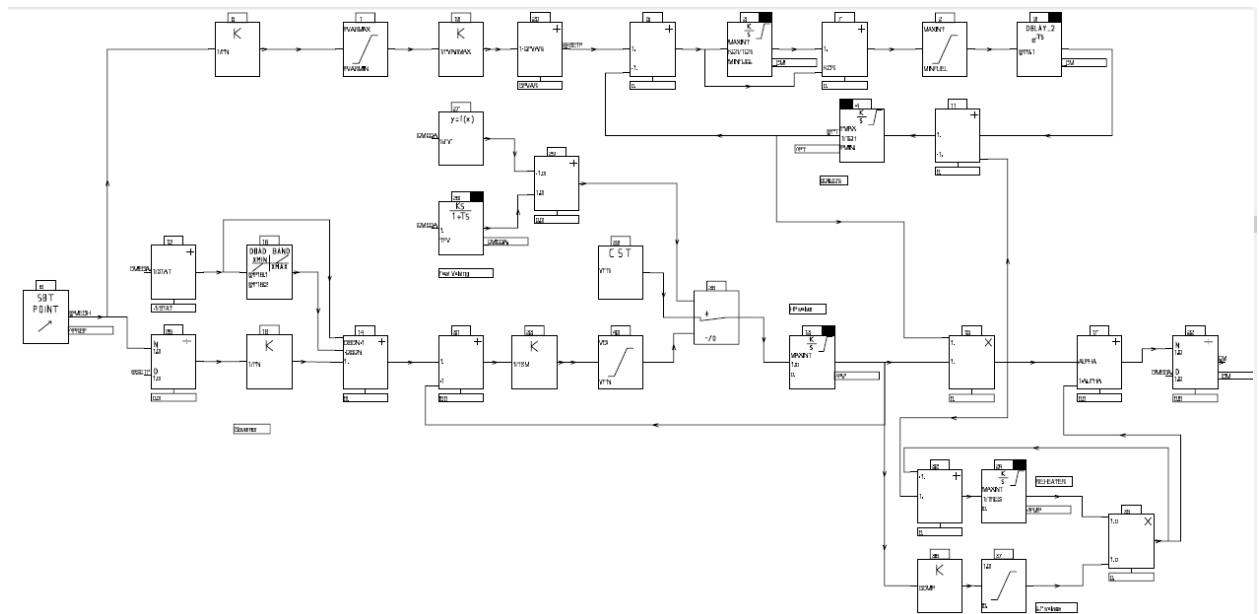


Рисунок 2. Блок-схема автоматического регулятора скорости турбины

Модель системы возбуждения генератора представляет собой совокупность моделей возбудителя, АРВ и стабилизатора напряжения. Пределы регулирования возбудителя моделируются потолочными значениями диапазона регулирования. Модель работы зависит четырех входных сигналов:

- отклонение напряжения от номинального значения;
- сигнал от демпфирующего канала АРВ;
- ограничения предела регулирования по максимальному значению;
- ограничения предела регулирования по минимальному значению.

Как только ток возбуждения становится равен максимальному или минимальному значению, ограничитель возбуждения прекращает дальнейшее изменение тока возбуждения и он становится равным своему предельному значению. Математическая модель регулятора возбуждения, заданная связями между логическими макроблоками, представлена на рисунке 3.

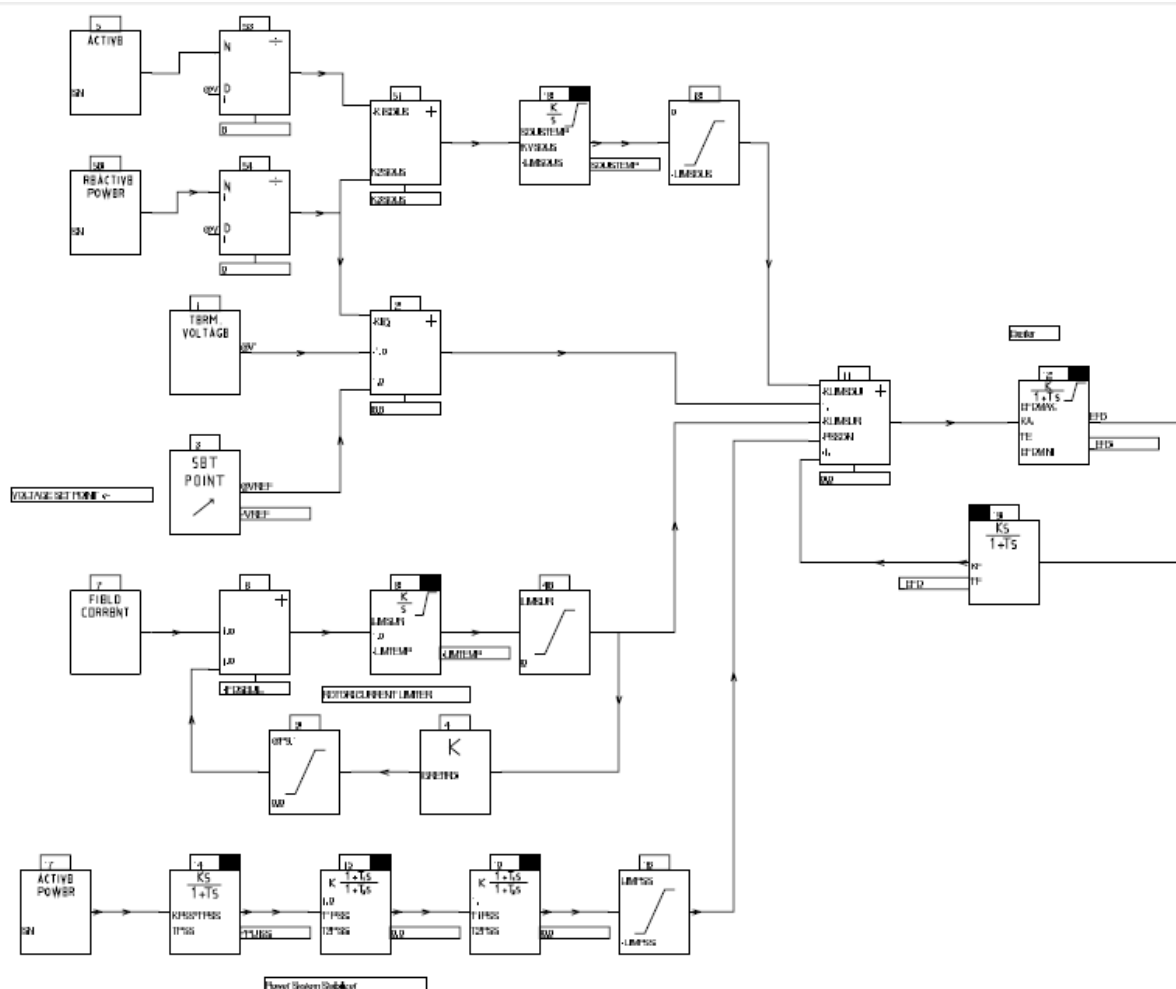


Рисунок 3. Блок-схема автоматического регулятора возбуждения генератора

2.4 Вывод

Для проведения сравнительного анализа программных комплексов выполняется расчет установившегося режима электроэнергетической системы, представленной схемой на рисунке 1.

В обоих программных комплексах при расчете установившихся режимов используется метод Ньютона. Оба комплекса производят расчет одноли-

нейных схем, хотя Eurostag поддерживает трехфазный расчет. Линии электропередачи представляются П-образной схемой замещения, трансформаторы – полным сопротивлением обмоток, приведенных к высокому напряжению и коэффициентом трансформации. Генераторы представлены узлами, балансирующими по напряжению. Для проведения исследования выбрана упрощённая детализация моделей основного электрооборудования, для уменьшения количества влияющих факторов на расчет режима.

Контролируемыми параметрами являются значения напряжений в узлах сети и перетоки мощности по ветвям.

В качестве начальных условий для расчета переходных процессов используются результаты расчета установившегося режима. Используемые модели энергоблоков позволяют воспроизвести переходные процессы, происходящие в энергосистеме.

3. Анализ результатов исследования

3.1 Сравнительный анализ результатов расчета установившегося режима

Контролируемыми параметрами при моделировании установившегося режима являются значения напряжений в узлах и перетоки мощности по ветвям схемы. Результаты расчета приведены в таблицах 7 и 8.

Значения напряжений в узлах схемы при расчете в программном комплексе RastrWin 3 обозначены U_1 , значения напряжений, полученные в программном комплексе Eurostag, обозначены U_2 . Разность напряжений полученных в расчетах обозначена ΔU . Она равна:

$$\Delta U = U_1 - U_2 \quad (13)$$

Таблица 7 – Значения напряжения в узлах схемы

Номер узла	U_1 , кВ	U_2 , кВ	ΔU , кВ	ΔU , %
8	227,81	226,2	1,61	0,73
11	217,62	215,8	1,82	0,82
9	10,02	10	0,02	0,01
10	11,61	12	-0,39	3,71
12	216,31	214,5	1,81	0,82
1	217,52	215,7	1,82	0,82
13	9,82	9,8	0,02	0,01
18	220,99	219,9	1,09	0,49
16	223,91	221,7	2,21	1,01
3	222,74	221,6	1,14	0,51
2	220,8	218,9	1,9	0,86
4	221,52	219,8	1,72	0,78
5	220,69	219	1,69	0,76
6	224,84	223,2	1,64	0,74
7	224,22	222,6	1,62	0,73
17	227,97	226,8	1,17	0,53
205	499,12	496,2	2,92	0,58
203	497,39	494,5	2,89	0,57
201	517,01	504,2	12,81	2,56

Продолжение таблицы 7

204	498,25	495,3	2,95	0,59
202	510,17	507,3	2,87	0,57
101	10,5	10,5	0	0
102	10,5	10,5	0	0
103	10,5	10,5	0	0
104	10,5	10,5	0	0
105	10,5	10,5	0	0
106	10,5	10,5	0	0
107	10,5	10,5	0	0
108	15,75	15,75	0	0
109	15,75	15,75	0	0
110	15,75	15,75	0	0
111	20	20	0	0
112	20	20	0	0
113	20	20	0	0
114	20	20	0	0

Из результатов расчета можно заключить, что напряжение в узлах отличаются на небольшую величину, не более 4% от значения номинального напряжения. Наибольшая абсолютная разность значений составила 12,81 кВ в узле 201, что составляет 2,5% от величины номинального напряжения.

Результаты расчета перетоков мощности приведены в таблицах 8 и 9. Значение активной мощности в начале ветви обозначено $P_{1нач}$ и $P_{2нач}$ для Rastrwin 3 и Eurostag соответственно. Значения активной мощности в конце ветви обозначены как $P_{1кон}$ и $P_{2кон}$. Аналогичные обозначения приведены и для реактивной мощности.

Таблица 8 – Значения перетоков мощности

Номер ветви	$P_{1нач}$, МВт	$P_{2нач}$, МВт	$Q_{1нач}$, МВАр	$Q_{2нач}$, МВАр	$P_{1кон}$, МВт	$P_{2кон}$, МВт	$Q_{1кон}$, МВАр	$Q_{2кон}$, МВАр
108-201	190	190	71,5	76,32	189,6	189,56	50,1	52,34
109-201	190	190	71,5	76,32	189,6	189,56	50,1	52,34
110-201	190	190	71,5	76,32	189,6	189,56	50,1	52,34
111-202	225	225	98,5	100,13	224,7	224,66	79	78,42

Продолжение таблицы 8

112-202	205,8	208,03	97,5	99,04	205,5	207,73	80,7	80,04
113-202	225	225	98,5	100,13	224,7	224,66	79	78,42
114-202	225	225	98,5	100,13	224,7	224,66	79	78,42
202-205	423,6	424,58	77,5	77,43	421,5	422,45	160,3	158,54
202-204	337,3	337	190,2	190,12	336,2	336,38	248,2	247,14
202-201	119	119,56	50,3	47,73	118,9	119,45	105	101,85
201-204	264,5	264,31	142,1	144,24	263,8	263,61	201,7	202,86
201-203	423,4	423,81	113,1	114,65	421,7	422,15	173,5	173,8
203-205	51,7	52,15	-76,5	-76	51,7	52,12	12,9	12,15
205-17	144,1	144,79	26,6	25,35	143,9	144,62	21,4	20,5
17-3	143,9	144,62	21,4	20,5	141,7	142,35	19,3	18,21
3-18	74,7	75,58	7,9	7,81	74,2	75,16	10,3	10,07
18-1	107,8	108,75	40,9	40,07	107,2	107,73	41,3	40,1
16-18	56,8	56,66	40	37,61	56,6	56,59	42,8	42
106-16	57,1	57	47,8	47	56,8	56,66	40	37,61
107-16	57,1	57	47,8	47	56,8	56,95	40	37,61
1-13	28,1	28,11	17,5	17,22	28	28	14	14
1-12	57	57,61	13,6	12,89	56,8	57,43	15,4	14,63
11-12	16,4	15,19	27	28,53	16,4	15,13	29,2	30,73
11-9	15,9	16,44	11,3	11,24	15,8	16,4	10,1	10,06
10-9	12	10,5	0	0	10,3	9,19	-0,2	-0,13
8-11	96,1	95,97	77,8	79,48	94,2	94,07	77,6	79,01
105-8	57	57	42,9	45,34	56,7	56,99	35,9	36,48
104-8	57	57	42,9	45,34	56,7	56,99	35,9	36,48
103-8	57	57	42,9	45,34	56,7	56,99	35,9	36,48
102-8	57	57	42,9	45,34	56,7	56,99	35,9	36,48
101-8	57	57	42,9	45,34	56,7	56,99	35,9	36,48
8-6	93,7	93,7	50,9	51,59	93,1	93,15	51,6	52,25
6-7	22,5	22,53	8,4	8,52	22,5	22,5	11	11
6-4	86,8	87,26	60,7	62,45	86,2	86,69	61,3	62,96
4-5	27	27,05	8	8,06	27	27	11	11
2-4	33,3	32,52	-23,2	-25,16	33,2	32,4	-19,8	-21,82
3-2	96	95,53	4,5	2,81	95,4	94,51	6,9	4,84

В таблице 9 приведено сравнение значений перетоков мощности в ветвях для двух программно-вычислительных комплексов. Разность значений активной мощности в начале ветви для RastWin 3 и Eurostag обозначено $\Delta P_{\text{нач}}$. Разность значений активной мощности в конце ветви обозначено как $\Delta P_{\text{кон}}$. Аналогичные обозначения приведены и для реактивной мощности. Также, в

таблице рассмотрено различие потерь мощности в ветвях. Разность потерь активно мощности равна:

$$\Delta P_{1-2} = (P_{1\text{нач}} - P_{1\text{кон}}) - (P_{2\text{нач}} - P_{2\text{кон}}) \quad (14)$$

Разность потерь реактивной мощности выражено аналогичной формулой:

$$\Delta Q_{1-2} = (Q_{1\text{нач}} - Q_{1\text{кон}}) - (Q_{2\text{нач}} - Q_{2\text{кон}}) \quad (15)$$

Таблица 9 – Сравнение параметров перетоков

Номер ветви	$\Delta P_{\text{нач}}$, МВт	$\Delta Q_{\text{нач}}$, МВАр	$\Delta P_{\text{кон}}$, МВт	$\Delta Q_{\text{кон}}$, МВАр	ΔP_{1-2} , МВт	ΔQ_{1-2} , МВАр
108-201	0	-4,82	0,04	-2,24	0	-2,58
109-201	0	-4,82	0,04	-2,24	0	-2,58
110-201	0	-4,82	0,04	-2,24	0	-2,58
111-202	0	-1,63	0,04	0,58	0	-2,21
112-202	-2,23	-1,54	-2,23	0,66	-2,23	-2,2
113-202	0	-1,63	0,04	0,58	0	-2,21
114-202	0	-1,63	0,04	0,58	0	-2,21
202-205	-0,98	0,07	-0,95	1,76	-0,98	-1,69
202-204	0,3	0,08	-0,18	1,06	0,3	-0,98
202-201	-0,56	2,57	-0,55	3,15	-0,56	-0,58
201-204	0,19	-2,14	0,19	-1,16	0,19	-0,98
201-203	-0,41	-1,55	-0,45	-0,3	-0,41	-1,25
203-205	-0,45	-0,5	-0,42	0,75	-0,45	-1,25
205-17	-0,69	1,25	-0,72	0,9	-0,69	0,35
17-3	-0,72	0,9	-0,65	1,09	-0,72	-0,19
3-18	-0,88	0,09	-0,96	0,23	-0,88	-0,14
18-1	-0,95	0,83	-0,53	1,2	-0,95	-0,37
16-18	0,14	2,39	0,01	0,8	0,14	1,59
106-16	0,1	0,8	0,14	2,39	0,1	-1,59
107-16	0,1	0,8	-0,15	2,39	0,1	-1,59
	0	0	0	0	0	0
1-13	-0,01	0,28	0	0	-0,01	0,28
1-12	-0,61	0,71	-0,63	0,77	-0,61	-0,06
11-12	1,21	-1,53	1,27	-1,53	1,21	0
11-9	-0,54	0,06	-0,6	0,04	-0,54	0,02
10-9	1,5	0	1,11	-0,07	1,5	0,07
8-11	0,13	-1,68	0,13	-1,41	0,13	-0,27
105-8	0	-2,44	-0,29	-0,58	0	-1,86
104-8	0	-2,44	-0,29	-0,58	0	-1,86
103-8	0	-2,44	-0,29	-0,58	0	-1,86

Продолжение таблицы 9

102-8	0	-2,44	-0,29	-0,58	0	-1,86
101-8	0	-2,44	-0,29	-0,58	0	-1,86
8-6	0	-0,69	-0,05	-0,65	0	-0,04
6-7	-0,03	-0,12	0	0	-0,03	-0,12
6-4	-0,46	-1,75	-0,49	-1,66	-0,46	-0,09
4-5	-0,05	-0,06	0	0	-0,05	-0,06
2-4	0,78	1,96	0,8	2,02	0,78	-0,06
3-2	0,47	1,69	0,89	2,06	0,47	-0,37

По результатам расчетов, приведенных в таблице 9, можно судить, что значения перетоков мощности, полученные в различных программных комплексах, почти не отличаются. Наибольшее различие наблюдается в базисном узле 112. Причем различие перетоков реактивной мощности больше, чем активной. Это объясняется тем, что исходными параметрами по активной мощности являются мощности источников и нагрузок, а по реактивной мощности только нагрузок. Распределение потоков мощности и генерация реактивной мощности в линиях являются расчётными параметрами. Таким образом, расчет реактивной мощности зависит от большего количества заранее не определенных величин. Результирующая величина небаланса компенсируется базисным узлом, поэтому там наблюдается наибольшее отклонение параметров.

Различие результатов расчета объясняется погрешностью потокораспределения реализуемого расчетного метода, округления результатов расчета, и особенностями реализации итерационного метода решения. Оба программных комплекса при расчете установившихся режимов используют метод Ньютона – итерационный численный метод нахождения корней системы нелинейных уравнений. Идея метода состоит в многократной замене исходной нелинейной системы уравнениями эквивалентной линейной. Решение линейной системы дает очередную поправку искомым переменных. Линеаризация исходной системы осуществляется на основе усеченного ряда Тейлора.

3.2 Сравнительный анализ результатов расчета переходных режимов

Моделирование переходных процессов производилось в программном комплексе Eurostag. Основная цель моделирования – освоение программного комплекса и анализ режимов работы электроэнергетических систем при различной степени детализации регуляторов турбогенераторов.

Опыт 1: короткое замыкание в узле 4.

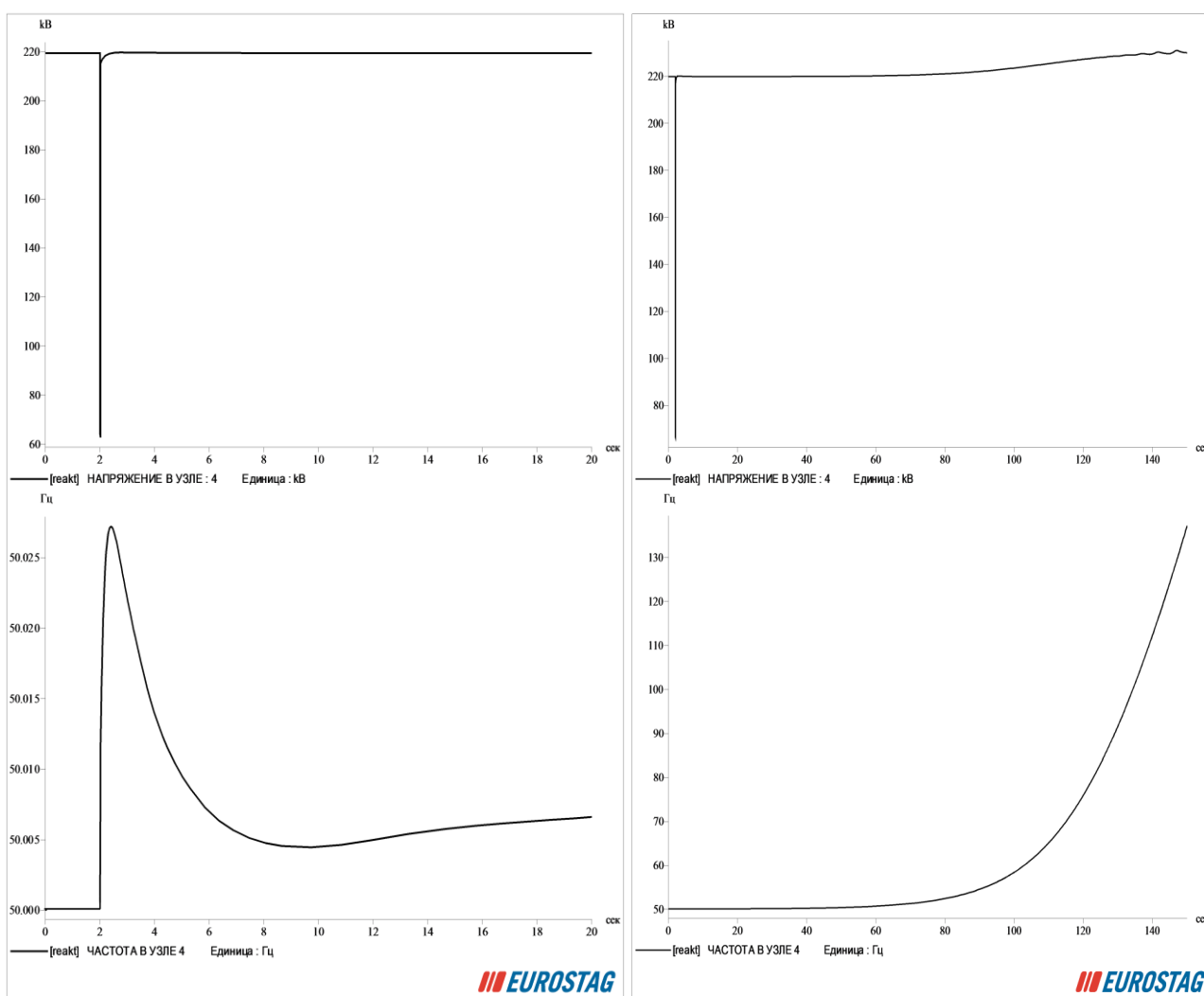
Время действия короткого замыкания составило 0,2 с. Активное и реактивное сопротивление шунта равно 0,014 о.е. Опыты проведены при наличии разного состава регуляторов. Контролируемыми параметрами являются напряжение в узле 4, значения токов в отходящих ветвях и параметры турбогенераторов.

При наличии АРС турбин. Графики изменения частоты и напряжения в узле 4 приведены на рисунке 4а. Графики изменения остальных параметров приведены в приложении А.

По результатам расчета переходного режима короткого замыкания можно наблюдать кратковременное снижение напряжения в узле до значения 64 кВ и резкий рост до номинального значения. Восстановление величины напряжения связано с отключением КЗ. Во время КЗ наблюдается форсировка возбуждения, графики которой представлены на рисунке А3. При КЗ частота в энергосистеме возросла до величины 50,026 Гц. Данный факт объясняется уменьшением электромагнитного момента, действующего на ротор генератора, вследствие уменьшения сопротивления пути протекания тока. Увеличение частоты в системе было скомпенсировано действием регуляторов скорости, графики работы которых приведены на рисунке А4. После снятия КЗ частота установилась на уровне 50,003 Гц. Частота была восстановлена примерно через 6 секунд после возникновения возмущения. Система не вышла из синхронизма.

При отсутствии АРС турбин. Графики изменения частоты и напряжения в узле 4 приведены на рисунке 4б. Остальные графики приведены в приложении Б.

По графикам видно, что режим разошелся. Возникший скачек частоты при возникновении короткого замыкания никак не был скомпенсирован. Избыток вращающего момента ротора привел к ускорению ротора, что обуславливает увеличение угла δ угловой характеристики генератора и ведет к дальнейшему увеличению ускоряющего момента, что в конечном итоге привело к возникновению асинхронного хода.



а – при наличии АРС турбин; б – при отсутствии АРС турбин

Рисунок 4 – Графики изменения частоты и напряжения в узле 4

Отсутствие регулятора скорости привело к развитию аварии. Наличие системы АРВ позволило восстановить напряжение в узле после снятия возму-

щения. Постепенное действие регуляторов скорости связано с инерционностью роторов турбогенераторов, которая выражена периодическим звеном в операторной форме $KS/(1+TS)$. Таким образом, учет инерционности каждого элемента механической части турбогенератора, включая регулятор, будет влиять на характер переходного процесса.

Опыт 2: отключение одной цепи линии 1-18.

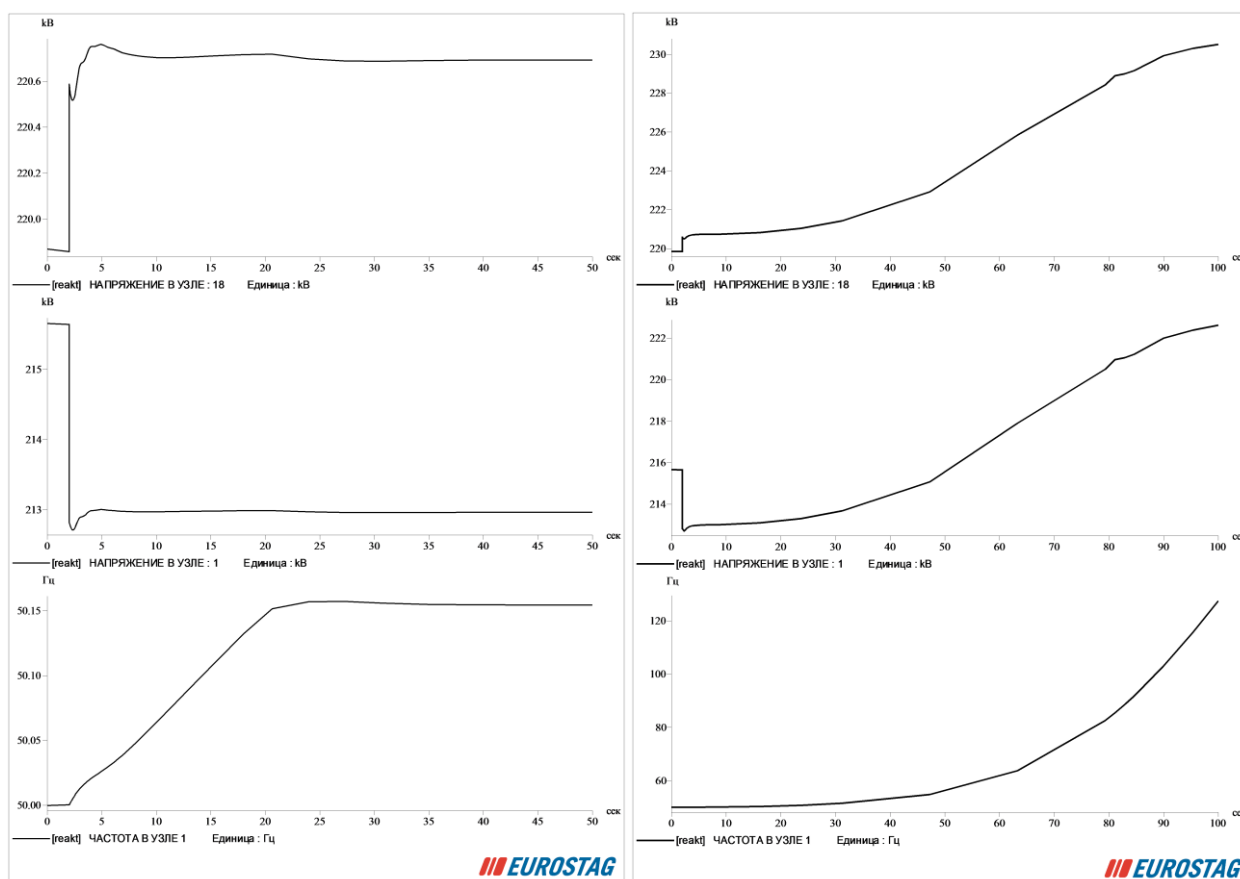
Контролируемыми параметрами являются частота в сети, напряжение узлов 1 и 18, перетоки мощности по ветвям 1-18 и параметры турбогенераторов.

При наличии АРС турбин.

Графики изменения частоты и напряжения в узлах приведены на рисунке 5а. Изменение перетоков мощности приведены на рисунке 6б. Остальные графики представлены в приложении В.

При отсутствии АРС турбин.

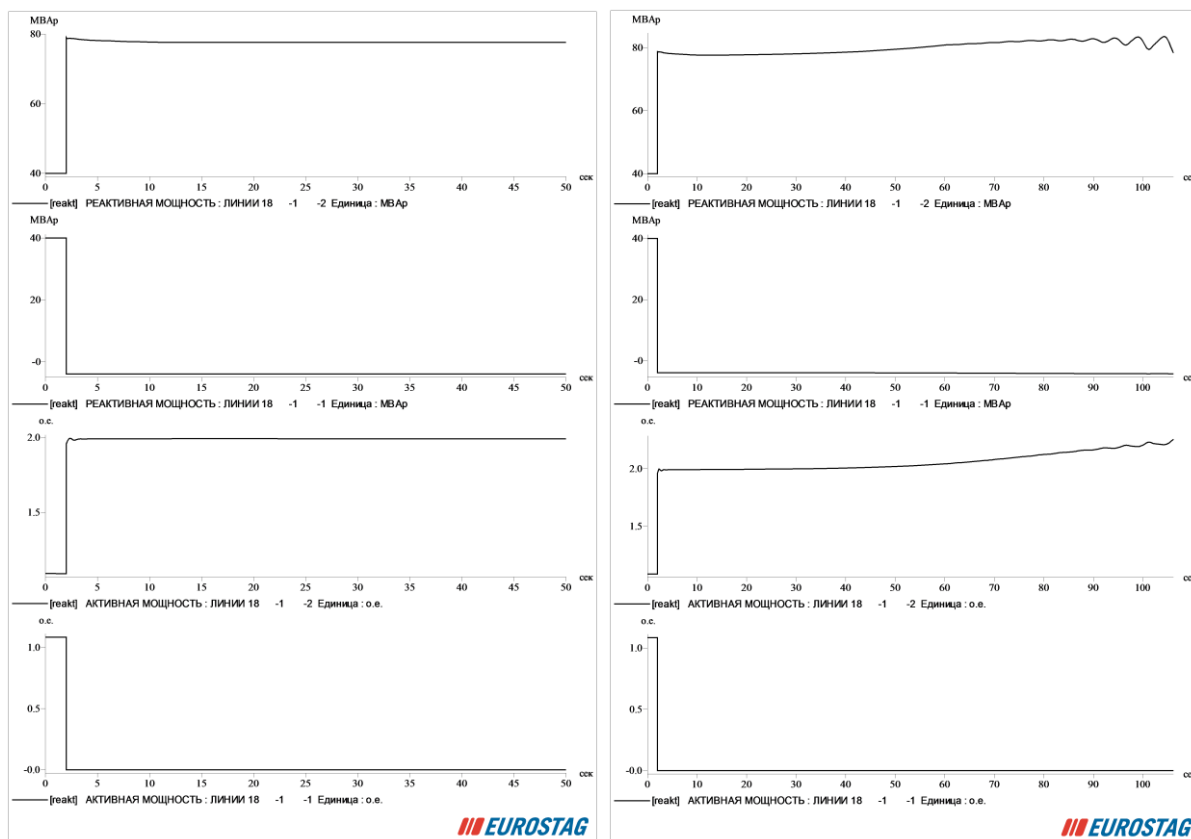
Графики изменения частоты и напряжения в узлах приведены на рисунке 5б. Изменение перетоков мощности приведены на рисунке 6б. Остальные графики представлены в приложении Г.



а – при наличии АРС турбин; б – при отсутствии АРС турбин

Рисунок 5 – Графики изменения частоты и напряжения в узлах 1 и 18

При отключении одной цепи линии 1-18 вся мощность, проходящая по данной цепи, будет протекать по второй цепи. Графики перетоков мощности приведены на рисунке 6. Таким образом, переток мощности по второй цепи увеличится вдвое. Сопротивление ветви 1-18 также увеличится вдвое, поэтому возрастет падение напряжения и на приемном конце уменьшится напряжение. Рост напряжения обусловлен результатом действия регуляторов возбуждения: увеличение генерации реактивной мощности. В итоге, возросший переток реактивной мощности вызвал увеличение напряжение в узле 18.



а – при наличии АРС турбин; б – при отсутствии АРС турбин

Рисунок 6 – Графики изменения перетоков мощности ветви 1-18

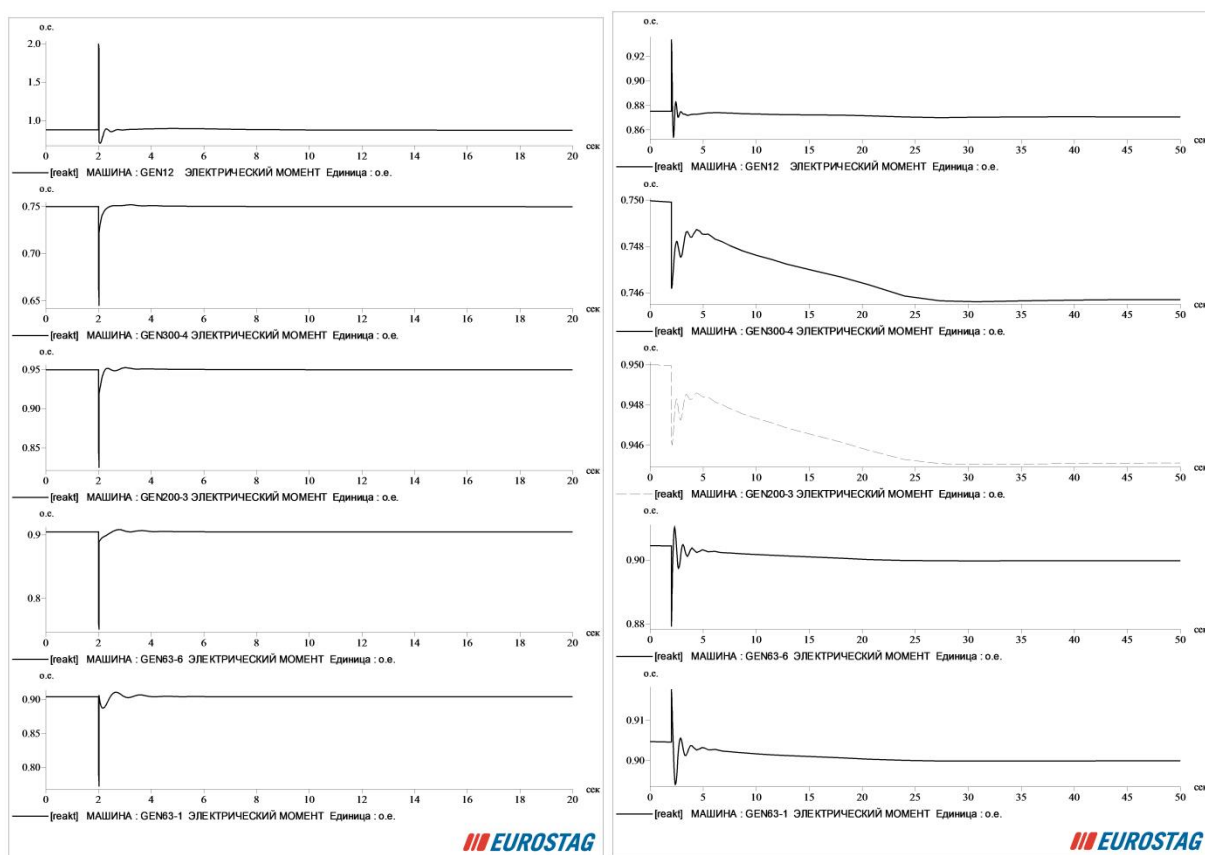
Возникшее увеличение сопротивления связи привело к уменьшению электромагнитного момента. Уменьшение электромагнитного момента вызвало увеличение частоты вращения ротора, что привело к работе АРС турбины. Таким образом, было реализовано первичное регулирование частоты. Результатом станет новое значение установившейся частоты – 50,15 Гц. Данное значение выходит за пределы квазиустановившегося значения частоты $50 \pm 0,05$ Гц, но находится в пределах допустимых отклонений частоты $50 \pm 0,2$ Гц. В соответствии с [25], в данном случае должно быть проведено регулирование электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности для восстановления частоты до уровня $50 \pm 0,05$ Гц.

Таким образом, при отключении цепи линии 1-18 и отсутствии регуляторов скорости наблюдается расхождение режима. Увеличение частоты объясняется уменьшением электромагнитного момента вследствие возникшего возмущения. Данное уменьшение момента не было компенсировано уменьшени-

ем механического момента, так как регуляторы отсутствуют. Избыток вращающего момента приводит к дальнейшему ускорению ротора, что обуславливает увеличение угла δ угловой характеристики генератора и ведет к дальнейшему уменьшению тормозящего момента до тех пор, пока генератор не выйдет из синхронизма.

3.3 Вывод

При возникновении КЗ и отключения линии частота в энергосистеме восстанавливалась до разных значений, при учете регуляторов скорости турбин. Данный факт объясняется воздействием различных электромагнитных моментов на ротор турбогенераторов. Графики изменения электромагнитных моментов приведены на рисунке 7.



а – опыт 1 при наличии АРС турбин; б – опыт 2 при наличии АРС турбин

Рисунок 7 – Графики изменения электромагнитных моментов турбогенераторов

При возникновении КЗ наблюдалось большее изменение электромагнитного момента, но возникший небаланс моментов на роторе генератора вы-

звал малое изменение частоты, вследствие малой длительности возмущения. При отключении линии система не вернулась к исходному состоянию, поэтому возникший небаланс был полностью компенсирован действием регуляторов. Процесс длительного восстановления частоты обуславливается инертностью роторов и регуляторов, поэтому частота при отключении линии изменяется на большую величину по сравнению с возникновением КЗ.

По результатам проведенных опытов можно судить о том, что рассматриваемые возмущения приводят к потере синхронизма при отсутствии автоматических регуляторов скорости. Таким образом, можно судить о значительном увеличении устойчивости энергосистемы и повышении надежности энергоснабжения при установке АРС.

Протекающие изменения частоты при отсутствии регуляторов скорости турбин достаточно быстрые, поэтому возникающий небаланс мощности не может быть скомпенсирован ручным регулированием скорости вращения роторов турбин. Ручное управление менее надежно по сравнению с АРС, так как при возникновении сильного возмущения, приводящего к быстрому протеканию процессов, диспетчер электростанций не сможет вовремя скомпенсировать небаланс и турбогенератор выйдет из синхронизма.

Таким образом, можно судить о значительном влиянии степени детализации моделей регуляторов турбогенераторов на результаты расчета переходных процессов. Так, учет пароперегревателя турбины турбогенератора и стабилизатора АРВ позволяет получить более детальную модель, отражающую реальные процессы происходящие на практике: уменьшение времени компенсации небаланса мощности на валу турбогенератора и форсировка возбуждения, посредством учета скорости изменения напряжения.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

НТИ посвящено расчету и сравнительному анализу режимов электроэнергетических систем в программных комплексах RastrWin3 и Eurostag.

Целью раздела является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка научного уровня исследования;
- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- организация и планирование научно-исследовательской работы;
- расчет затрат проведения научного исследования;
- определение ресурсоэффективности исследования.

Решение поставленных задач рассмотрено в последующих главах раздела.

4.1 Оценка коммерческого потенциала НТИ

4.1.1 Технико-экономическое обоснование НТИ

Непрерывно изменяющийся состав и мощность потребителей электроэнергетической системы значительно усложняют прогнозирование режимов в последующие промежутки времени. Для расчета данных электроэнергетических режимов применяют специальные программно-вычислительные комплексы. К данным комплексам предъявляются жесткие требования по точности результатов, их презентабельности и возможности дальнейшего использования.

Проблема выбора конкретного программного комплекса под текущие задачи весьма актуальна, так как расчет режимов необходим на стадии проектирования, а также при планировании выдачи электроэнергии, которое осуществляется каждодневно.

Результаты данной работы необходимы для генерирующих и сетевых компаний, а также диспетчерских управлений, таких как: ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС», а также для различных как энергетических, так и проекторочных компаний.

4.1.2 Оценка научного уровня исследования

Научная ценность, техническая значимость и эффективность НТИ (проекта) рассчитывается через коэффициент научно-технического уровня. Данный коэффициент рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{нy}} = \sum_{i=1}^n (K_{\text{дyи}} \cdot d_i) \quad (16)$$

где $K_{\text{нy}}$ – коэффициент научного или научно-технического уровня;

$K_{\text{дyи}}$ – коэффициент достигнутого уровня i -го фактора;

d_i – значимость i -го фактора;

n – количество факторов.

Результаты расчетов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Оценка научного уровня исследования

Показатели	Значимость показателя	Достигнутый уровень	Значение i -го фактора
	d_i	$K_{\text{дyи}}$	$K_{\text{дyи}} \cdot d_i$
1. Новизна полученных результатов	0,4	0,5	0,2
2. Перспективность использования результатов	0,2	0,3	0,06
3. Завершенность полученных результатов	0,3	1	0,3
4. Масштаб возможной реализации полученных результатов	0,2	0,3	0,06
Результативность	$K_{\text{нy}} = \sum (K_{\text{дyи}} \cdot d_i) = 0,62$		

Новизна полученных результатов: данная исследовательская работа не производилась ранее для данных программных комплексов.

Перспективность использования результатов: результаты данной работы будут актуальны в будущем, в связи с отсутствием аналогичных, но более качественных программно-вычислительных комплексов.

Завершенность полученных результатов: полученные результаты не требуют проведения дополнительных.

Масштаб возможной реализации полученных результатов: результаты исследования широко востребованы среди большого количества энергетических компаний.

4.1.3 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований

В данном разделе произведен SWOT анализ НТИ (проекта), который позволяет оценить факторы и явления, способствующие или препятствующие продвижению проекта на рынок. Для анализа проекта составлена таблица 11.

Данный этап работы заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Таблица 11 – SWOT анализ проекта

Сильные стороны	Возможности во внешней среде
С1. Новизна проекта; С2. Простота методики расчета режимов; С3. Результаты расчета применимы при анализе более крупных энергосистем С4. Не требует дополнительного обучения персонала; С5. Расчетная схема наиболее точно отражает реальные модели энергосистем.	В1. Возможность применения в практических расчетах более детальных опытов; В2. Возможность применения для обучения студентов; В3. Возможность адаптации проекта под другие задачи, решаемые при моделировании.
Слабые стороны	Угрозы внешней среды
Сл1. В проекте рассматривается одна схема модели энергосистемы, что может привести к неполноценности полученных результатов	У1. Возможность создания экономического проекта; У2. Ограниченный спрос на проект.

Из анализа факторов, влияющих на проект видно, что количество сильных сторон больше, чем слабых. К тому же слабая сторона может быть компенсирована производением расчетов на других схемах, отражающих реальные

объекты энергосистемы. Таким образом, данный проект целесообразен для реализации.

4.2 Организация и планирование научно-технического исследования

Планирование научно-исследовательских работ предполагает определение тематики, трудоемкости, продолжительности и стоимости работ, выполненных в плановый период. Рабочая группа, занимающаяся выполнением работ, состоит из руководителя проекта (РП) и инженера службы электрических режимов (ИСЭР). Этапы работ и состав задействованных участников представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Этапы работ

№	Описание работы	Исполнитель
1	Разработка задания	РП
2	Подготовка рабочего места и программного обеспечения, закупка материалов	РП, ИСЭР
3	Составление плана работ, подготовка технической и справочной литературы	РП, ИСЭР
4	Сравнительный анализ программных комплексов	ИСЭР
5	Расчет установившегося режима в программном комплексе RasrWin3	ИСЭР
6	Расчет установившегося режима в программном комплексе Eurostag	ИСЭР
7	Сравнение и анализ полученных результатов	ИСЭР
8	Расчет переходных режимов в программном комплексе Eurostag	ИСЭР
9	Анализ результатов расчета переходных режимов	ИСЭР
10	Подведение общих итогов, подготовка отчетов и записок по проекту	РП, ИСЭР
11	Оформление документации (Окончательная подготовка документов, комплект документации)	РП, ИСЭР

4.2.1 Определение трудоемкости работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях. Для расчёта ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (17)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Исходя из расчётов трудоемкости работ, определяется время выполнения каждой i -ой работы T_{pi} по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (18)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для примера расчета, рассчитаем ожидаемую трудоемкость и продолжительность работы №1:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 4}{5} = 2,8;$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{2,8}{1} = 2,8 \approx 3.$$

В таблице 13 представлено определение трудоемкости работ.

Также был построен календарный план-график проведения работ. Данный календарный план-график представлен в приложении Д.

Таблица 13 – Определение трудоемкости работ

Название Работы	Трудоёмкость работ			Численность исполнителей $Ч_i$, чел	Длительность работ в рабочих днях T_{pi} , чел-дни
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ожг}$, чел-дни		
Разработка технического задания	2	4	2,8	1	3
Подготовка рабочего места и программного обеспечения, закупка материалов	4	6	4,8	2	3
Подготовка технической и справочной литературы	5	8	6,2	2	6
Сравнительный анализ программных комплексов	5	8	6,2	2	3
Расчет установившегося режима в программном комплексе RasrWin3	5	9	6,6	1	7
Расчет установившегося режима в программном комплексе Eurostag	11	15	12,6	1	13
Сравнение и анализ полученных результатов	3	7	4,6	1	5
Расчет переходных режимов в программном комплексе Eurostag	10	16	12,4	1	13
Анализ результатов расчета переходных режимов	7	10	8,2	1	8
Подведение общих итогов, подготовка отчетов и записок по проекту	14	21	16,8	2	9
Оформление документации, сдача работы	7	12	9	2	5

Организация и планирование НТИ показало, что в реализации проекта задействованы два исполнителя – руководитель и инженер службы режима. Общая продолжительность НТИ составляет 75 рабочих дня. Руководитель задействован в течение 29 рабочих дней. Руководитель занимается решением организационных вопросов, контролем и проверкой расчетов. Инженер службы электрических режимов занимается производением расчетов и анализом результатов. Продолжительность его работы составляет 72 рабочих дней.

4.3 Смета затрат на разработку научно-технического исследования

Затраты на разработку НТИ (проекта) учитывают приобретение необходимого оборудования для разработки проекта и текущие расходы. Затраты на осуществление технического проекта рассчитываются по следующим статьям расходов с последующим суммированием:

- материальные затраты;
- расходы на оплату труда;
- отчисления во внебюджетные страховые фонды;
- амортизация;
- накладные расходы.

4.3.1 Расчет материальных затрат

К материальным затратам относится стоимость приобретаемого сырья и материалов, запасные части для ремонта оборудования и другие быстроизнашивающиеся предметы, которые необходимы при проведении исследовательской работы.

Материальные затраты сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Канцелярские расходы

№	Наименование изделия	Количество (ед. штук, упаковок)	Цена еди- ницы изде- лия, руб.	Общая стоимость из- делия, руб.
1	карандаши	5	24	120
2	ручки	5	40	200
3	бумага для печати	3	250	750
4	Картридж для принтера	1	1000	1000
Итого:	2070 руб.			

4.3.2 Расчет затрат на оборудование

Данная статья учитывает затраты, связанные с приобретением специального оборудования, необходимого для проведения работ по конкретной теме.

Расчет амортизации проводился следующим образом:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{5} = 0,2,$$

где H_A – норма амортизации;

n – срок полезного использования в количествах лет.

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m = \frac{0,2 \cdot 240}{12} \cdot 4 = 16 \text{ тыс. руб.},$$

где I – итоговая сумма в тыс.руб.;

m – время использования в месяцах;

Все затраты на оборудование занесены в таблицу 15

Таблица 15 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Компьютер	2	30	60
2	Программное обеспечение Microsoft Visio 2013	2	12	24
3	Программное обеспечение Microsoft Office 2013	2	15	30
4	ПК RastrWin 3	1	26	26
4	ПК Eurostag	1	100	100
Итого:	240 тыс. руб.			
Амортизация:	16 тыс. руб.			

4.3.3 Затраты на оплату труда

Расходы по оплате труда определяются в соответствии с трудоемкостью выполняемых работ, действующей системы окладов и тарифных ставок.

Дополнительная заработная плата исполнителей равна 12 % от основной заработной платы, а также зарплата зависит от географического места работы.

$$З_{зп} = (З_{осн} + З_{доп}) \cdot 1,3, \quad (19)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12 % от $З_{осн}$);

1,3 – районный коэффициент для г. Томска.

Расчет заработной платы представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет заработной платы

Исполнители	N дней, дн	Оклад, руб	Доплаты премии, руб.	$З_{мес}$, руб./мес.	$З_{день}$, руб./день.	$З_{осн}$, руб.	$З_{доп}$, руб	$З_{зп}$, руб
Р	29	25000	10000	45500	2070	60030	7200	67230
ИСЭР	72	18000	5400	30420	1400	100800	12100	112900
Итого $З_{зп}$		180130 рублей						

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды являются обязательными отчислениями по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Отчисления во внебюджетные фонды определяются по следующей формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot З_{зп}, \quad (20)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%.

Итого по отчислениям во внебюджетные фонды:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot З_{зп} = 180,13 \cdot 0,3 = 54,04 \text{ тыс.руб.}$$

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	З _{зп} , руб,	З _{внеб} ,руб
Проектировщик	67230	20170
Научный руководитель	112900	33870
Итого		54040 рублей

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Они выражены налогами, сборами, отчислениями в специальные внебюджетные фонды, платежами по обязательному страхованию имущества и другим. В данной исследовательской работе накладные расходы учитывают оплату услуг связи, электроэнергии, почтовые расходы, печать, сканирование, ксерокопирование. Накладные расходы принимаются на уровне 16 % от затрат на осуществление технического проекта.

Величина накладных расходов определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{затраты на тех.проект}) \cdot k_{нр}, \quad (21)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

4.3.6 Формирование сметы затрат

Смета бюджета затрат отражает сумму средств необходимых для осуществления каждого пункта проекта.

Смета бюджета затрат представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Смета бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.	Структура, %
1. Материальные затраты	2070	0,7
2. Затраты на оплату труда исполнителей	180130	60
3. Отчисления во внебюджетные фонды	54040	18
4. Амортизация	16000	5,3
5. Накладные расходы	48060	16
Бюджет затрат	300300	100

Бюджет проекта составил 300300 руб. Наибольшие расходы приходятся на затрату на оплату труда исполнителей (60% от общей суммы).

4.4 Определение ресурсоэффективности научно-технического исследования

Оценка ресурсоэффективности технического проекта производится с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (22)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливаем экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Для нормального функционирования данного проекта необходимо принять ряд критериев. В данном случае выбираем следующие:

1. надежность – соответствие расчетов реальным моделям, рассматриваемым при планировании режимов;
2. гибкость – способность проекта реагировать на изменение условий, в данном случае проект допускает изменение структуры расчетных комплексов;

3. адаптивность – возможность приспособить данный проект под другие модели энергосистем, другие опыты и т.д.

4. простота эксплуатации – проект должен быть выполнен с наглядной информацией и рационально представленными данными, с целью создания условий для работы с проектом персонала средней квалификации;

5. экономичность – проект должен быть выполнен таким образом, чтобы затраты на его создание, эксплуатацию и развитие были минимальными при условии соблюдения требований гибкости, безопасности и надежности.

Выбранные критерии оцениваются по 5-и бальной шкале. По данным оценкам рассчитывается интегральный показатель. По величине интегрального показателя производится анализ эффективности использования технического проекта.

Оценочные критерии для расчета интегрального показателя ресурсоэффективности приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Оценочные критерии проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Надежность	0,25	5
2. Гибкость	0,25	4
3. Адаптивность	0,10	3
4. Простота эксплуатации	0,15	5
5. Экономичность	0,25	3
Итого:	1,00	

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = 0,25 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,1 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 + 0,25 \cdot 3 = 4,05$$

Расчет величины интегрального показателя показал, что технический проект является ресурсоэффективным.

4.5 Вывод

В ходе научно-технического исследования были рассмотрены разделы:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ. В данном разделе рассмотрено технико-экономическое обоснование, произведена

оценка научного уровня исследования, составлен SWOT анализ. Было определено, что проект является весьма актуальным и востребованным.

2. Организация и планирование НТИ, смета затрат на разработку НТИ. Результат планирования показал, что в реализации проекта задействованы два исполнителя – руководитель и инженер службы электрических режимов. Общая продолжительность проекта составила 75 рабочих дней. Руководитель задействован в течение 29 дней, инженер в течение 72 рабочих дней. Общая сумма проекта составила 300300 руб. Данный проект можно считать экономически эффективным, так как сумма затрат подобных исследований является намного более дорогостоящей. Наиболее затратной статьёй оказалась оплата труда исполнителей, которая составила 60% от общей суммы затрат.

3. Определение ресурсной эффективности НТИ. В ходе раздела рассчитан интегральный критерий ресурсоэффективности, который составил 4,05. По данному значению можно судить о проекте, как о ресурсоэффективном.

Таким образом, произведенное научно-техническое исследование можно считать значимым. Была доказана его значимость и конкурентоспособность. Результаты данного исследования могут быть использованы электроэнергетическими проектными организациями при выборе программ расчета и производство более детальных исследований. Данное исследование произведено на базе ТПУ с использованием оборудования и программного обеспечения университета, что даёт возможность большой экономии по сравнению с подобными проектами.

5 Социальная ответственность

Тема выпускной квалификационной работы «Расчет и сравнительный анализ режимов электроэнергетических систем в программных комплексах RastrWin3 и Eurostag». В данном разделе будет рассмотрено вредные и опасные производственные факторы действующие на инженера-проектировщика в лаборатории в которой производится моделирование режимов энергосистемы, а также будет рассмотрено безопасность в чрезвычайных ситуациях и экологическая безопасность.

Рассматриваемое рабочее место инженера-проектировщика находится в офисном помещении. Вся работа по моделированию режимов электроэнергетических систем производится на персональном компьютере.

В процессе разработки инженер-проектировщик подвергается воздействию целого комплекса различных факторов среды, которые влияют на его здоровье. Совокупность всех факторов, влияющих на здоровье человека, называется условиями труда.

Условия труда характеризуются вредными и опасными факторами. Данные факторы могут рано или поздно привести к потере здоровья или к несчастному случаю.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов

Вредные производственные факторы, которые воздействуют на инженера-проектировщика могут привести к его заболеванию, а именно:

- акустический шум;
- электромагнитное поле ;
- микроклимат;
- освещение.

Опасные производственные факторы, которым подвержен инженер-проектировщик и которые могут привести к его травме, а именно:

- поражение электрическим током;
- пожар.

5.1.2 Акустический шум

Шум – это совокупность аperiodических звуков различной интенсивности и частоты (шелест, дребезжание, скрип, визг и т.п.), способных оказывать неблагоприятное воздействие на организм.

Он создается работающим оборудованием, преобразователями напряжения, работающими осветительными приборами дневного света, а также проникает извне. Особенно неблагоприятно шум действует на орган слуха. Шум с уровнем звукового давления до 30...35 дБ привычен для человека и не беспокоит его. Повышение этого уровня до 40...70 дБ в условиях среды обитания приводит к неблагоприятным для организма последствиям. Последствия шума – головная боль, быстрая утомляемость, бессонница или сонливость, ослабление памяти, снижение реакции и др.

Основным источником шума в комнате являются вентиляторы охлаждения ЭВМ. Уровень шума колеблется от 20 до 30 дБА. Согласно [26], при выполнении основной работы на ПЭВМ уровень звука на рабочем месте не должен превышать 50 дБА. Следовательно, можно считать, что рабочее место соответствует указанным нормам [27].

Для снижения шума, на рабочем месте от внутренних и внешних источников, применяют следующие методы:

- уменьшение шума в источнике;
- рациональное планирование помещения;
- уменьшением распространяемости шума посредством звукоизоляции и звукопоглощения.

Наиболее рациональной мерой является уменьшение шума в источнике. Это связано с наибольшими затратами, так как требует конструкторской переработки узла или механизма. Однако можно порекомендовать такое мероприятие, как использование наименее шумного оборудования. В частности, уста-

новку вентиляторов меньшей мощности, удовлетворяющих условиям работы оборудования.

5.1.3 Электромагнитное поле

Электромагнитное излучение – распространяющееся в пространстве возмущение электромагнитного поля.

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно [26], напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50см вокруг ВДТ не должна превышать 25 В/м в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц, 2,5 В/м в диапазоне от 2 до 400 кГц [28]. Полный перечень значений допустимых параметров ионизирующих электромагнитных излучений приведено в таблице 19 [29].

Таблица 19 – Допустимые значения параметров неионизирующих электромагнитных излучений

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250 нТл, и 25 нТл в диапазоне от 2 до 400 кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500 В [26]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа HP Pavilion g6 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5 В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В [29].

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 конструкция ВДТ и ПЭВМ должна обеспечивать мощность экспозиционной дозы рентгеновского излучения в любой точке на расстоянии 0,05 м от корпуса не более 0,1 мбэр/ч (100мкР/ч). Предел дозы облучения для работников ВЦ (операторы, программисты) составляет 0,5 бэр/год.

Для снижения излучений необходимо выполнить следующее: сертифицировать ПЭВМ (ПК) и аттестовать рабочие места; применить экраны и фильтры; произвести организационно-технические мероприятия.

При эксплуатации защитный фильтр должен быть плотно установлен на экране дисплея и надежно заземлен. Заземление подключается к общему контуру заземления. Сопротивление контура заземления не должно превышать 4 Ом. Также экран дисплея и фильтр необходимо ежедневно очищать от пыли.

При превышении предельно-допустимого уровня напряженности статического электрического поля, от видеотерминалов необходимо применять средства защиты, в первую очередь коллективного воздействия. Для устранения воздействия на работающих электростатического разряда целесообразно применять нейтрализаторы, заземляющие оборудование и увлажнители. В качестве материалов внутренней отделки помещений, рекомендуется применять антистатические средства и материалы, разрешенные органами и учреждениями Госсанэпиднадзора. Также следует проводить ежедневную влажную уборку помещений, а работникам следует воздержаться от использования одежды из синтетических материалов. Средства защиты от излучений компьютерной техники представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Средства защиты от излучений оптического диапазона и электромагнитных полей ПЭВМ

N п/п	Средство профилактики неблагоприятного влияния ПЭВМ	Оказываемое профилактическое действие
1	Приэкранные защитные фильтры для видеомониторов	Снижают уровень напряженности электрического и электростатического поля, повышают контрастность изображения, уменьшают блики
2	Нейтрализаторы электрических полей промышленной частоты	Снижают уровень электрического поля промышленной частоты (50 Гц)
3	Очки защитные со спектральными фильтрами ЛС и НСФ, разрешенные Минздравом России для работы с ПЭВМ	Профилактика компьютерного зрительного синдрома, улучшение визуальных показателей видеомониторов, повышение работоспособности, снижение зрительного утомления

5.1.4 Микроклимат

Оптимальные микроклиматические условия – сочетание параметров климата, которые при длительном и систематическом воздействии на человека обеспечивают сохранение нормального функционирования и теплового состояния без напряжения реакций терморегуляции. Они обеспечивают ощущение теплового комфорта и создают предпосылки для высокого уровня работоспособности.

Согласно [30, 31], все виды работ при различной степени их интенсивности разделяют на три категории: легкие, средней тяжести и тяжелые. Работа на ПК в офисном помещении относится к классу легких работ с энергозатратами 150 ккал/час, т.е. к классу работ Ib. Для данного типа работ допустимые величины микроклиматы должны обеспечиваться при следующих условиях [31]:

- перепад температуры воздуха по высоте должен быть не более 3° С;
- перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения в течение смены не должны превышать 4° С.

Согласно [30], оптимальные параметры микроклимата должны соответствовать данным таблицы 21.

Таблица 21 - Оптимальные параметры микроклимата на рабочем месте

Период года	Температура, град. С°	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодное	21-23	60-40	< 0,1
Теплое	22-24	60-40	< 0,1

В таблице 22 приведены допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах.

Таблица 22 - Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		ниже оптимальных величин	выше оптимальных величин		ниже оптимальных величин, не более	выше оптимальных величин, не более **
Холодный	Iб (140 - 174)	19, 0 - 20,9	23, 1 - 24,0	15 - 75	0,1	0,2
Теплый	Iб (140 - 174)	20, 0 - 21,9	24, 1 - 28,0	15 - 75 *	0,1	0,3

* При температурах воздуха 25° С и выше максимальные величины относительной влажности воздуха должны приниматься в соответствии со специальными требованиями.

** При температурах воздуха 26 - 28° С скорость движения воздуха в теплый период года должна приниматься в соответствии со специальными требованиями

Одним из факторов влияющим на микроклимат в офисном помещении при работе с ПЭВМ являются источники тепла, к ним относится установленное в помещении оборудование и приборы освещения, а также солнечная радиация. Причем наибольшие суммарные тепловыделения дают ЭВМ в среднем до 80 %. Доля приборов освещения в свою очередь составляют в среднем 12%, от солнечной радиации - 6%, а доля обслуживающего персонала и величина притока теплоты через непрозрачные ограждающие конструкции составляют лишь по 1%.

Для поддержания соответствующих микроклиматических параметров на рабочем месте используются системы вентиляции и отопления.

Для обеспечения достаточного, постоянного и равномерного нагревания воздуха в помещении в холодный период года, а также пожаробезопасности используется система отопления. При расчетах системы отопления её проверяют на возможность возмещения потерь теплоты через ограждающие конструкции здания и на нагрев проникающего в помещение холодного воздуха.

В помещении используется водяная система отопления. Достоинством данной системы отопления является то, что она гигиенична, надежна в эксплуатации, и обеспечивает возможность регулирования температуры в широких пределах.

Для обеспечения норм микроклиматических параметров и очистки воздуха в помещении офиса применяют систему естественной вентиляции, но для обеспечения наиболее комфортных условий работы в весенне-летнее время года этого недостаточно. Поэтому предлагается установка вентиляторов или системы кондиционирования.

Система кондиционирования воздуха предназначена для поддержания постоянной влажности и температуры, а также очистки воздуха от загрязнений и вредных веществ.

Вредным веществом, содержащимся в воздухе, является углекислый газ, CO_2 . Предельная норма содержания CO_2 в воздухе, согласно [31] составляют 20 мг/м³. Проблему уменьшения содержания CO_2 в воздухе также можно решить с помощью системы кондиционирования.

5.1.5 Освещение

Рабочее освещение предусматривается для всех помещений производственных зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы.

В качестве источников искусственного света используется люминесцентные лампы, которые по сравнению с лампами накаливания имеет ряд су-

ественных преимуществ: по спектральному составу они близки к дневному, естественному свету; обладают более высоким КПД (в 1,5-2 раза выше, чем КПД у ламп накаливания); обладают повышенной светоотдачей (в 3-4 раза выше, чем у ламп накаливания); у них более длительный срок службы.

Согласно [28, 32], освещенность рабочего стола должна быть не менее 300÷500 лк, что может достигаться установкой местного освещения (светильников). Местное освещение не должно создавать бликов на экране. Расположение светильников должно выбираться таким образом, чтобы яркость бликов на экране не превышала 40 кд/м². Светильники местного освещения должны иметь не просвечивающий отражатель.

В качестве светильников при работе с ПК следует использовать светильники типа ЛПО36, также возможно использование светильников прямого света, отраженного света типа ЛПО13, ЛПО5, ЛСО4, ЛПО34, ЛПО31 с люминисцентными лампами типа ЛБ. В качестве светильников для местного освещения возможно использование ламп накаливания. Светильники в помещение необходимо располагать в сплошные или прерывистые линии сбоку от рабочего места параллельно с линией зрения работника. При расположении по периметру помещения — линия светильников должна располагаться над рабочим местом. Защитный угол всех светильников не должен быть менее 40°.

Проектирование естественного освещения осуществляется в соответствии с действующими строительными нормами и правилами СНиП. Согласно [30], коэффициент естественной освещенности (КЕО) должен быть обеспечен не меньше 1,2% в зонах с устойчивым снежным покровом и не меньше 1,5% на остальной территории.

Для обеспечения искусственного освещения в помещении с ПК должна быть установлена система общего равномерного освещения.

5.1.6 Электрический ток

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напря-

жением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности [34].

Электрический ток имеет существенные особенности, отличающие его от других опасных и вредных производственных факторов.

Первая особенность электрического тока в том, что он не может быть дистанционно ощущаться человеком ввиду того, что человек не обладает соответствующими органами чувств. Поэтому защитная реакция организма проявляется только после воздействия электрического тока.

Вторая особенность электрического тока состоит в том, что он, протекая через тело человека, оказывает свое действие не только в местах контактов и на пути протекания через организм, но и вызывает рефлекторное воздействие, нарушая нормальную деятельность отдельных органов и систем организма человека (нервной, сердечно-сосудистой, дыхания и др.).

Третьей особенностью электрического тока является риск получения электротравмы без непосредственного контакта с токоведущими частями – при перемещении по земле (полу) вблизи поврежденной электроустановки (в случае замыкания на землю), через электрическую дугу.

Электрический ток, проходя через тело человека, оказывает на него сложное воздействие, являющееся совокупностью термического, электролитического, биологического и механического воздействий, что приводит к различным нарушениям в организме, вызывая как местные повреждения тканей и органов, так и общее его поражение.

Термическое действие тока проявляется в ожогах тела, нагреве и повреждении кровеносных сосудов, нервов, мозга и других органов, что вызывает их серьезные функциональные расстройства.

Электролитическое действие тока проявляется в разложении крови и других жидкостей в организме, вызывает значительные нарушения их физико-химического состава, а также ткани в целом.

Механическое действие тока проявляется в разрывах кожи, кровеносных сосудов, нервной ткани, а также вывихах суставов и даже переломах костей

вследствие резких непроизвольных судорожных сокращений мышц под действием тока, проходящего через тело человека.

Биологическое действие тока выражается главным образом в нарушении биологических процессов, протекающих в живом организме, что сопровождается разрушением и возбуждением тканей и сокращением мышц.

Наиболее сложным является биологическое действие, которое свойственно только живым организмам.

Любое из указанных воздействий может привести к электрической травме, т.е. к повреждению организма, вызванному воздействием электрического тока или электрической дуги. Электрические травмы условно можно разделить на два вида: местные электротравмы и электрические удары.

Местные электротравмы – это четко выраженные местные нарушения целостности тканей организма. Обычно это поверхностные повреждения, т.е. поражения кожи, а иногда других мягких тканей, а также связок и костей.

Электрический удар является очень серьезным поражением организма человека, вызванным возбуждением живых тканей тела электрическим током, сопровождающимся судорожным сокращением мышц. При электрических ударах исход воздействия тока на организм может быть различным – от легкого, едва ощутимого сокращения мышц пальцев руки до прекращения работы сердца или легких, т.е. до смертельного поражения.

По опасности поражения электрическим током помещение относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного соприкосновения с имеющими соединение с землей металлическими предметами и металлическими корпусами оборудования [33].

В качестве дополнительной защиты электроприборов в комнате установлен сетевой фильтр, который предназначен для подавления высокочастотных помех негативно сказывающихся на работе электрооборудования.

Во время нормального режима работы оборудования опасность поражения электрическим током практически отсутствует, однако существуют ава-

рийные режимы работы, когда происходит случайное электрическое соединение частей оборудования, находящегося под напряжением с заземленными конструкциями.

Поражение человека током может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении к токоведущим частям во время ремонта ПЭВМ;
- при прикосновении к нетокведущим частям, находящихся под напряжением, то есть в случае нарушения изоляции;
- при соприкосновении с полом и стенами, оказавшимися под напряжением;
- при возникновении короткого замыкания в электроприборе.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются [34]:

- изолирование токоведущих частей, исключающее возможное соприкосновение с ними;
- установки защитного заземления;
- наличие общего рубильника;
- своевременный осмотр технического оборудования, изоляции.

5.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространенную инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [34].

В помещении, где находится рабочее место инженера-проектировщика, имеется электропроводка напряжением 220 вольт, предназначенная для питания вычислительной техники и освещения. При неправильной эксплуатации оборудования и коротком замыкании электрической цепи может произойти возгорание, которое грозит уничтожением техники, документов и другого имеющегося оборудования.

Причинами пожара могут служить короткое замыкание при работе ЭВМ, вследствие перегрузки элементов электронных схем и токоведущих частей, или проводки освещения. Дополнительная пожарная опасность возникает при профилактических и ремонтных работах электронной техники, использованием различных смазочных веществ и легковоспламеняющихся жидкостей, необходимых для пайки и чистки. Все это требует принятия мер обеспечения пожарной безопасности.

Для сохранности ценного электрооборудования помещение должно быть оборудовано 1 или 2 класса огнестойкости, т.е. должно быть выполнено из негорючих материалов [35].

Организационные мероприятия:

- противопожарный инструктаж обслуживающего персонала;
- обучение персонала правилам техники безопасности;
- издание инструкций, плакатов, планов эвакуации;

Эксплуатационные мероприятия:

- соблюдение эксплуатационных норм оборудования;
- обеспечение свободного подхода к оборудованию;
- содержание в исправном состоянии изоляции токоведущих проводников.

К техническим мероприятиям относится соблюдение противопожарных требований при устройстве электропроводок, оборудования, систем оповещения, вентиляции и освещения. В коридоре имеется порошковый огнетушитель типа ОП-5, рубильник, на двери приведен план эвакуации в случае пожара, и, на досягаемом расстоянии, находится пожарный щит.

Помещение компьютерного класса по взрывопожарной безопасности, в соответствии с [35], относится к категории В. Класс пожароопасности по ПУЭ-П-2а: степень защиты электрооборудования – стационарные IP44, передвижной IP54, светильник IPO.

Для профилактики пожаробезопасности должны быть произведены следующие мероприятия:

- хранение информации производить в обособленных помещениях, оборудованных негоряемыми шкафами и стеллажами;
- в помещениях, смежных с залами для ПЭВМ, не желательно размещение производств категории "А" и "В";
- система вентиляции должна быть оборудована устройством, обеспечивающим автоматическое отключение при пожаре;
- подачу воздуха к ПЭВМ, для охлаждения, необходимо предусматривать по самостоятельному воздухопроводу;
- система электропитания ПЭВМ должна иметь блокировку, обеспечивающую отключение в случае охлаждения;
- работы по ремонту узлов ПЭВМ должны производиться в отдельных помещениях;
- необходимо производить очистку от пыли всех аппаратов и узлов ПЭВМ (желательно раз в месяц);

Для предотвращения распространения огня во время пожара с одной части здания на другую, устраивают противопожарные преграды в виде стен, перегородок, дверей, окон.

В коридорах, на лестничных площадках и у входов, должны быть установлены пожарные краны. В помещении должны быть первичные средства огнетушения: ящик с сухим песком, огнетушители.

В соответствии с нормами СНиП 2.01.02-85 для ликвидации пожаров в начальной стадии применяются первичные средства пожаротушения: пожарные краны; химические пенные, углекислотные и порошковые огнетушители.

При возгорании или возникновении пожара следует немедленно начать эвакуацию людей, отключить подачу воздуха по системе вентиляции, обесточить помещение и вызвать пожарную охрану.

При эвакуации, следует не создавать паники и двигаться в соответствии с планом эвакуации.

Наиболее дешевым и простым средством пожаротушения является вода, поступающая из обычного водопровода. Для осуществления эффективного ту-

шения огня используют пожарные рукава и стволы, находящиеся в специальных шкафах, расположенных в коридоре. В пунктах первичных средств огне-тушения должны располагаться ящик с песком, пожарные ведра и топор.

Если возгорание произошло в электроустановке, для его устранения должны использоваться огнетушители углекислотные типа ОУ-2, или порошковые типа ОП-5. Кроме устранения самого очага пожара нужно, своевременно, организовать эвакуацию людей.

5.3 Экологическая безопасность

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть(поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации. В этот комплекс мероприятий входят:

- отделение металлических частей от неметаллических;
- металлические части переплавляются для последующего производства;
- неметаллические части компьютера подвергаются специально переработке.

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации. В этот комплекс мероприятий входят:

- отделение металлических частей от неметаллических;
- металлические части переплавляются для последующего производства;

– неметаллические части компьютера подвергаются специально переработке.

В настоящее время ведется создание и внедрение безотходной технологии в ряде отраслей промышленности, однако полный перевод ведущих отраслей промышленности на безотходную технологию потребует решения большого комплекса весьма сложных технологических, конструкторских и организационных задач.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно [36], при размещении рабочих мест с ПЭВМ расстояние между рабочими столами с видеомониторами (в направлении тыла поверхности одного видеомонитора и экрана другого видеомонитора) должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов - не менее 1,2 м.

Рабочие места с ПЭВМ в помещениях, где присутствуют источники вредных производственных факторов, должны размещаться в изолированных кабинках с организованным воздухообменом.

Рабочие места с ПЭВМ при выполнении творческой работы, требующей значительного умственного напряжения или высокой концентрации внимания, рекомендуется изолировать друг от друга перегородками высотой 1,5 - 2,0 м.

Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600 - 700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов.

Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. При этом допускается использование рабочих столов различных конструкций, отвечающих современным требованиям эргономики.

Конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПЭВМ, позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления. Тип рабочего стула (кресла) следует выбирать с учетом роста пользователя, характера и продолжительности работы с ПЭВМ.

Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию.

Поверхность сиденья, спинки и других элементов стула (кресла) должна быть полумягкой, с нескользящим, слабо электризующимся и воздухопроницаемым покрытием, обеспечивающим легкую очистку.

Согласно трудовому кодексу РФ, продолжительность работ не должна превышать 40 часов в неделю, таким образом, при пятидневной рабочей неделе продолжительность рабочего дня должна составлять не более 8 часов.

На рабочем месте должны быть обеспечены нормы микроклимата помещений описанные в п. 5.1.4, а размер самого помещения при работе с ПК должен быть не менее 6 м². Дополнительно при работе с ПК во избежание появления головных болей, мигреней и ухудшения самочувствия в целом необходимо обеспечить защиту от ЭПМ в соответствии с п. 2, а при работе рекомендуется соблюдать следующий регламент:

- рекомендуемая полная продолжительность рабочего времени за экраном монитора взрослого пользователя, использующего обычный монитор с защитным фильтром – 4 часа за 8-ми часовой рабочий день.

- в конце каждого часа работы необходимо делать 5 - минутный перерыв, а через каждые 2 часа - 15 минутный, выключить монитор и покидать рабочее место.

5.5 Вывод

Произведен анализ вредных и опасных факторов физического и психофизического характера, которые могут оказывать воздействие на инженера-проектировщика в рабочей зоне. Среди них: акустический шум, электромагнитное поле, микроклимат, освещение, поражение электрическим током, пожар. Выявлены возможные чрезвычайные ситуации, возникновения которых наиболее вероятно в зоне работы инженера-проектировщика: короткое замыкание, приводящее к поражению электрическим током человека или к пожару. Разработаны мероприятия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Производственное освещение является одной из важных составляющих комфортных условий работы. На рабочем месте пользователя ПК должны быть соблюдены нормы освещенности и качественные показатели освещения. Используются люминесцентные лампы и естественное освещение от окон.

Рассмотрены правовые нормы работы в офисных помещениях, продолжительность работы за компьютером и условия микроклимата: рекомендуемая продолжительность работы за экраном монитора не более 4 часов за 8-ми часовой рабочий день.

Заключение

В работе рассмотрены задачи, предъявляемые к современным программно-вычислительным комплексам для расчета электроэнергетических режимов, описаны пути использования результатов расчетов, произведен обзор существующих комплексов.

Произведено сравнение результатов расчета установившегося режима в программах RastrWin 3 и Eurostag. Сравнительный анализ расчетов показал незначительные отличия параметров режимов, обусловленные различием реализации расчетного метода и определения потокораспределения электрической мощности.

В программном комплексе Eurostag произведен расчет электромагнитных и электромеханических переходных процессов для двух возмущений: короткое замыкание на шинах подстанции и отключение одной цепи двухцепной линии. Для данных возмущений произведено сравнение результатов расчета режимов при наличии и отсутствии автоматического регулятора скорости у турбин. Анализ результатов показал, что отсутствие АРС турбин приводит к выпадению генераторов из синхронизма с последующим развитием аварии.

Список использованной литературы

1. Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/about/facts_and_figures. – Загл. с экрана.
2. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2015 году : ОАО «СО ЕЭС» –Москва. – 2016.
3. Стандарт организации: СТО 59012820.29.240.007-2008.Правила предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем: нормативно-технический материал. – Москва: 2008. – 49 с.
4. Авария в энергосистеме Казахстана [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.nomad.su/?a=20-201210100022>. – Загл. с экрана.
5. РИА Новости [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ria.ru/spravka/20120910/746935935.html#ixzz3rv0NH7HT>. – Загл. с экрана.
6. РИА Новости [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ria.ru/world/20120730/712768044.html>. –Загл. с экрана.
7. Новости СО ЕЭС [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.so-ups.ru/index.php?id=press_release_view&no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=2043&tx_ttnews%5BbackPid%5D=1. –Загл. с экрана.
8. РИА Новости [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ria.ru/incidents/20091109/192606674.html>. –Загл. с экрана.
9. BBC Новости Новости [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://news.bbc.co.uk/hi/russian/sci/tech/newsid_6117000/6117914.stm. –Загл. с экрана.
10. PAC World [Электронный ресурс]. URL : https://www.pacw.org/no-cache/issue/summer_2007_issue/blackout_watch/tokyo/tokyo_blackout_august_14_2006.html/ (дата обращения: 15.11.2015).
11. Отчет по расследованию аварии в ЕЭС России, происшедшей 25.05.2005: РАО «ЕЭС России» –Москва. – 2005.

12. Калентионюк, Е.В. Оперативное управление в энергосистемах: учеб. пособие / Е.В. Калентионюк, В.Г. Прокопенко, В.Т. Федин; под общ. ред. В.Т. Федина. – Минск: Выш. Шк., 2007. – 351с.
13. Приказ Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 277 «Об утверждении методических указаний по устойчивости энергосистем».
14. Стандарт организации: СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта: нормативно-технический материал. – Москва: 2011. – 34 с.
15. Официальный сайт ОАО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://so-ups.ru/>. – Загл. с экрана.
16. Приказ Министерства энергетики РФ от 23.07.2012 №340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления».
17. Нестерова А.Л., Семенова Т.С. Регистраторы параметров переходных режимов на российском энергетическом рынке/ А.Л. Нестерова, Т.С. Семенова // Энергорынок. – 2007. – № 10. – С. 64-66.
18. Официальный сайт ДАКАР [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.dakar.eleks.com>. – Загл. с экрана.
19. Официальный сайт института электродинамики НАН города Киев [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ied.org.ua>. – Загл. с экрана.
20. Официальный сайт компании Siemens [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://w3.siemens.com>. – Загл. с экрана.
21. Официальный сайт компании DigSilent [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.digsilent.de>. – Загл. с экрана.
22. Официальный сайт компании RastrWin [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru>. – Загл. с экрана.
23. Официальный сайт компании Eurostag [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.eurostag.be>. – Загл. с экрана.

24. Паздерин А. В., Тащилин В.А. Организация в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при дефиците активной мощности. Частотная делительная автоматика: учебное пособие / А. В. Паздерин, В.А. Тащилин, П.В., Чусовитин, Г.С. Шабалин. // Авт. Знак. Екатеринбург : УрФУ, 2014. 222 с.
25. Стандарт организации: СТО 59012820.27.100.003-2012. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования: нормативно-технический материал. – Москва: 2012. – 27 с.
26. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организация работы. М.: Минздрав России, 2003.
27. ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности. Введ. 2015-15-11. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2015. 27 с.
28. ГОСТ Р 50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения.
29. ГОСТ 12.1.002 – 84. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. Введ. 1986-01-01. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2009. 7 с.
30. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.
31. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов, 1989.
32. СанПиН 2.2.1./2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. М.: Минздрав России, 2003.
33. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2014 г. – М.: КНОРУС, 2014– 488 с.

34. ГОСТ Р 22.0.02.-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий. Введ. 1996-01-01. Текст. М.: Изд-во стандартов, 1994. 16 с.

35. НПБ 105-03. Нормы пожарной безопасности. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

36. ТОИ Р-45-084-01. Типовая инструкция по охране труда при работе на персональном компьютере. М.: Мин. РФ по связи и информатизации, 2001.

Приложение А

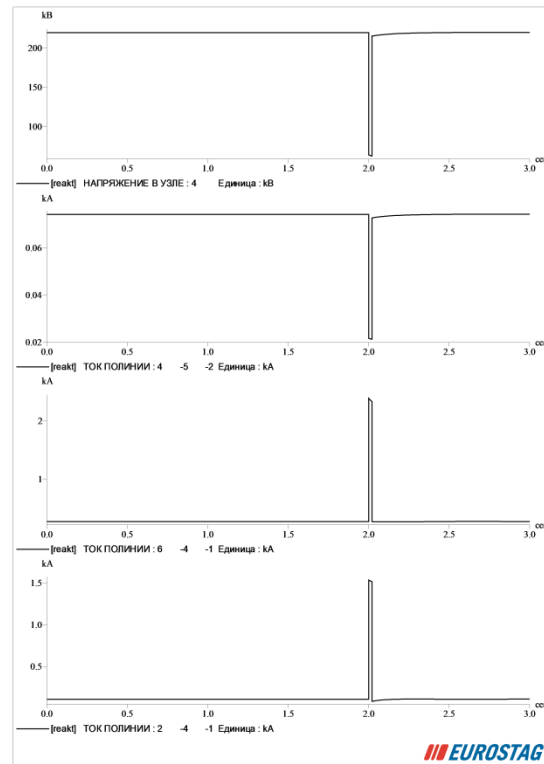


Рисунок А1 – Графики изменения напряжения и токов в отходящих линиях узла 4

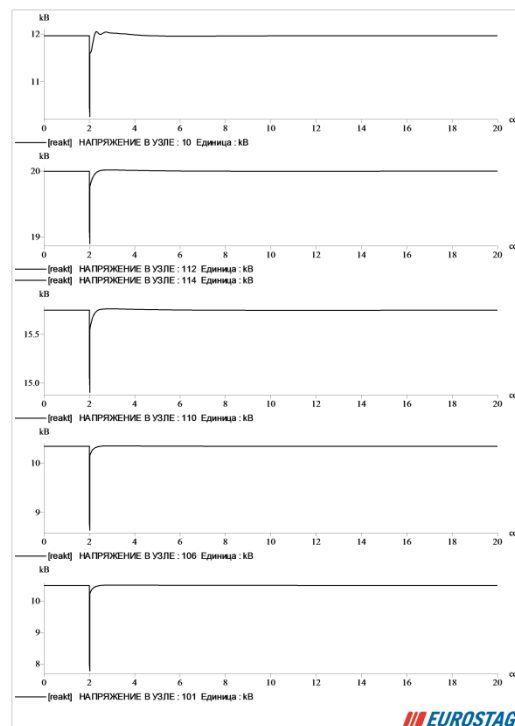


Рисунок А2 – Графики изменения напряжений в узлах подключения генераторов

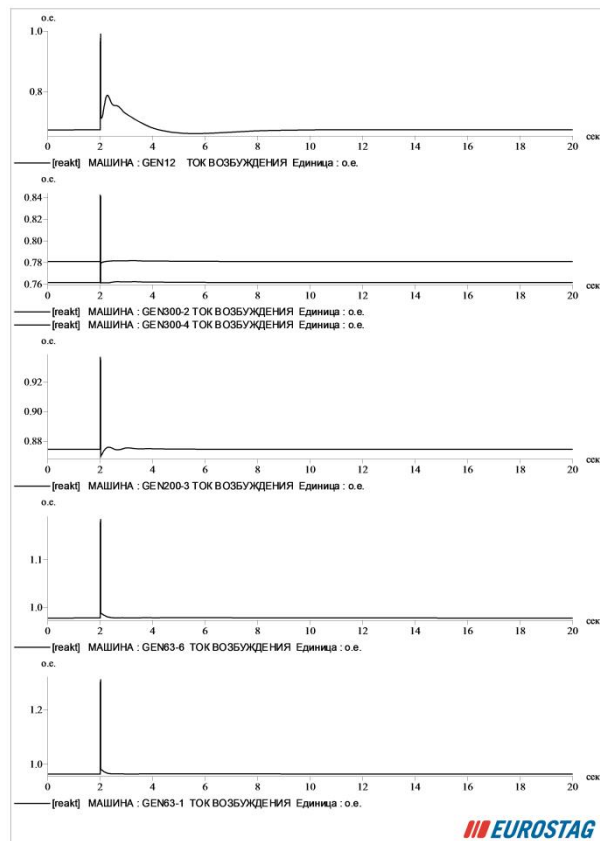


Рисунок А3 – Графики изменения токов возбуждения генераторов

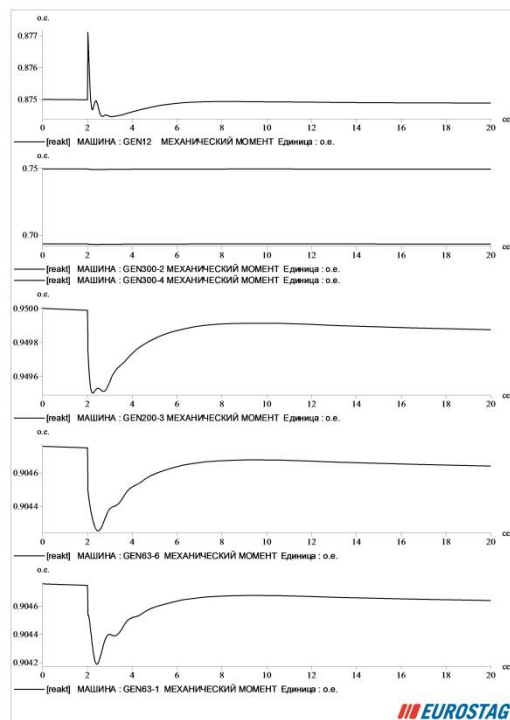


Рисунок А4 – Графики механических моментов турбогенераторов

Приложение Б

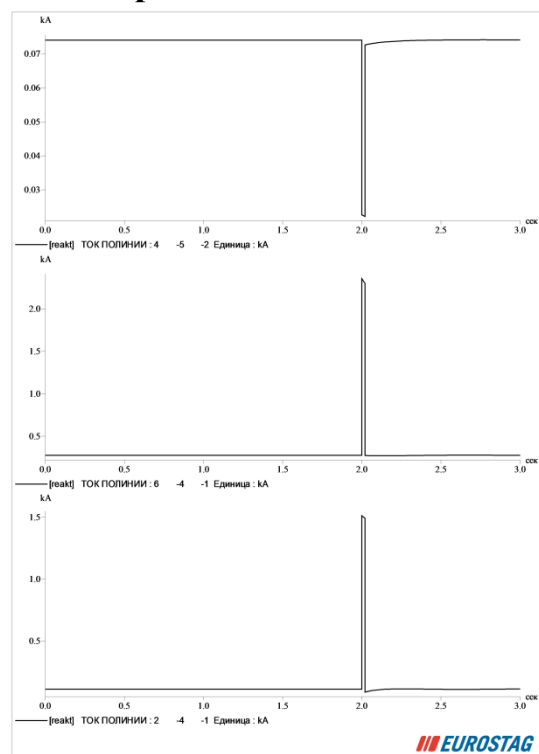


Рисунок Б1 – Графики изменения токов в отходящих линиях узла 4

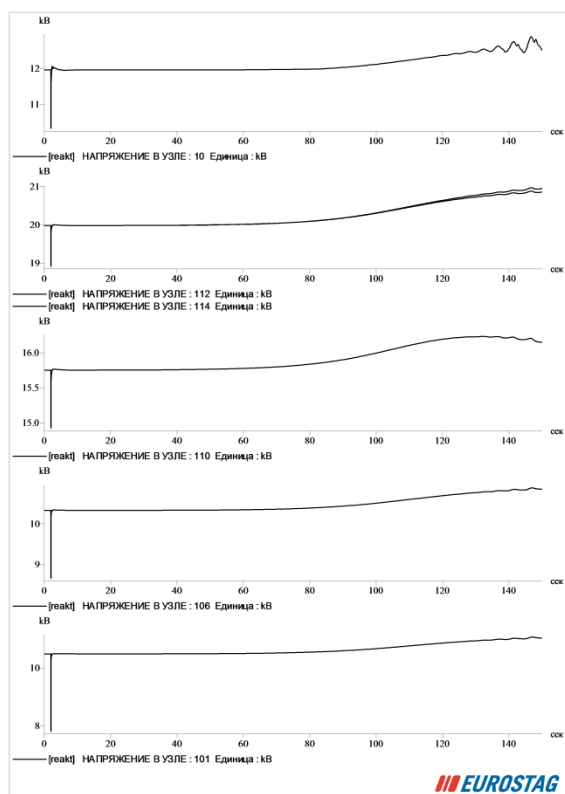


Рисунок Б2 – Графики изменения напряжений в узлах подключения генераторов

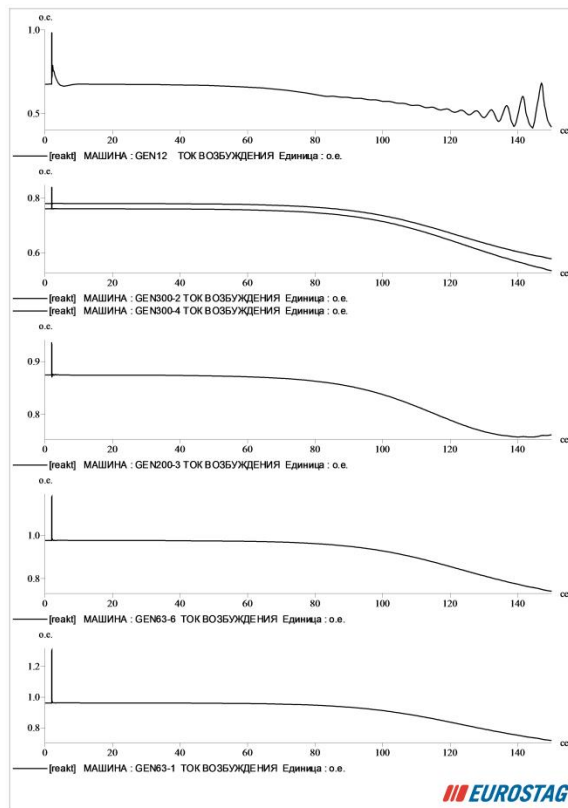


Рисунок Б3 – Графики изменения токов возбуждения генераторов

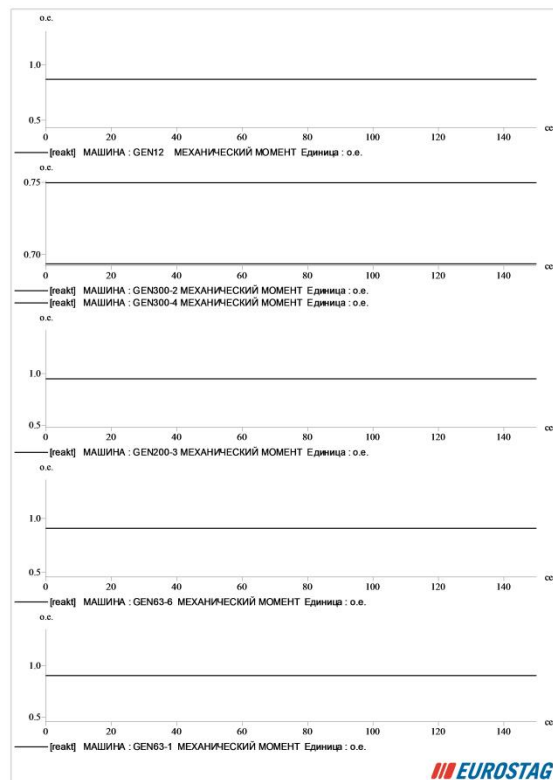


Рисунок Б4 – Графики механических моментов турбогенераторов

Приложение В

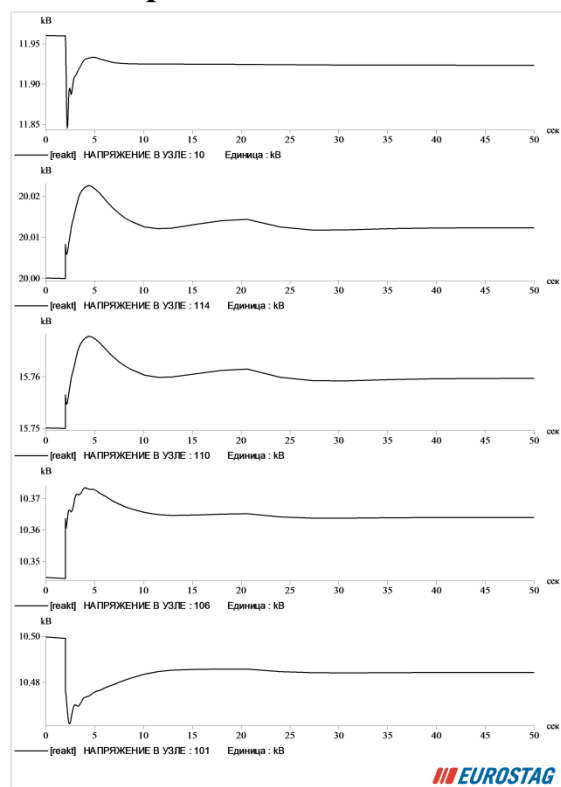


Рисунок В1 – Графики изменения напряжений в узлах подключения генераторов

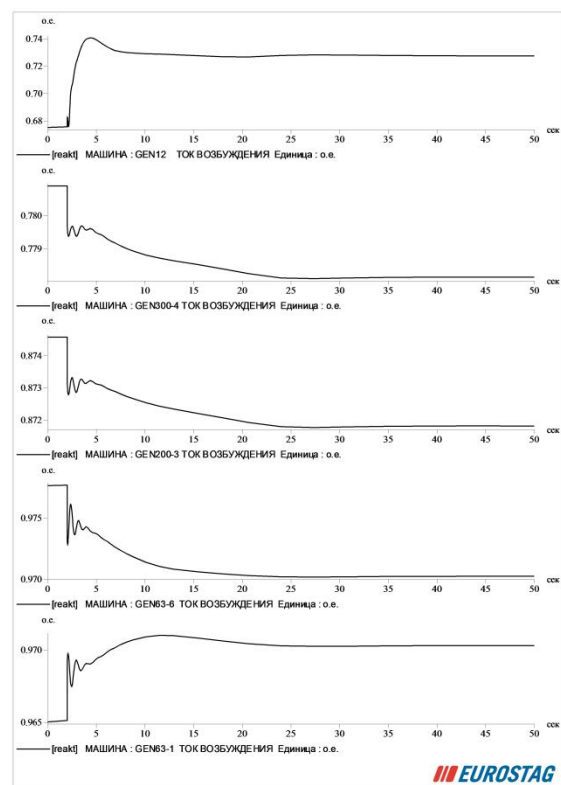


Рисунок В2 – Графики изменения токов возбуждения генераторов

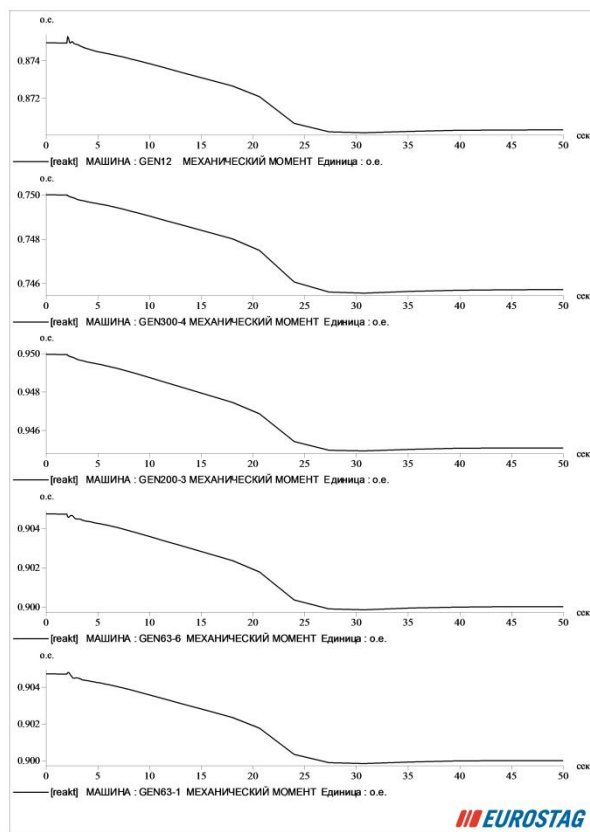


Рисунок В3 – Графики изменения механических моментов турбогенераторов

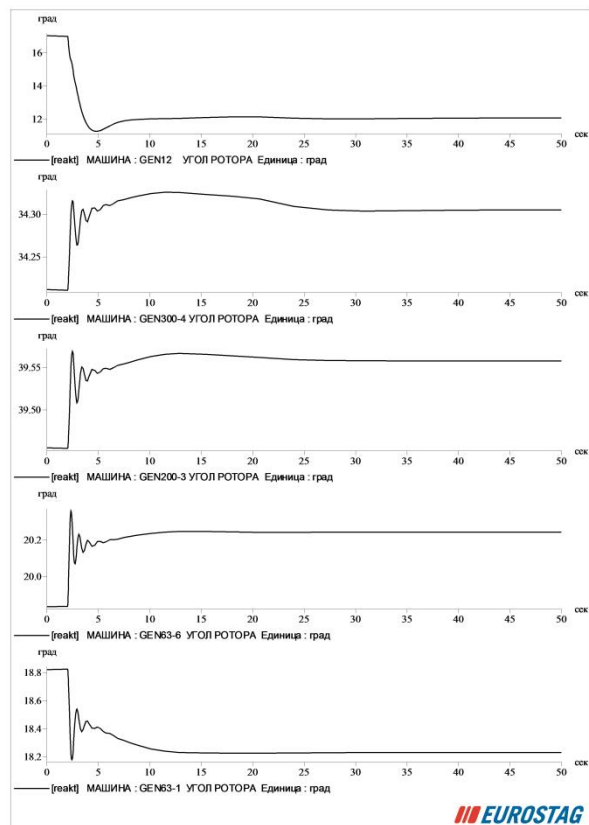


Рисунок В4 – Графики изменения углов ротора турбогенераторов

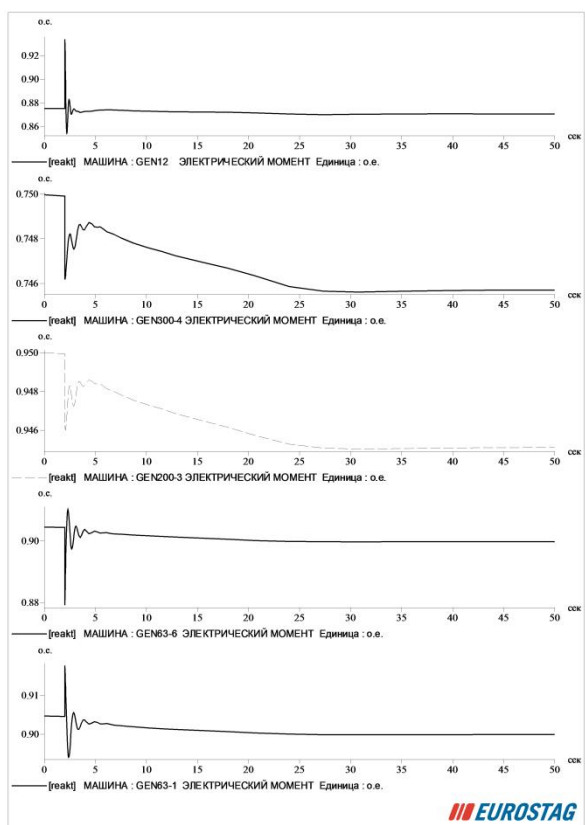


Рисунок Г5 – Графики изменения электромагнитного момента турбогенераторов

Приложение Г

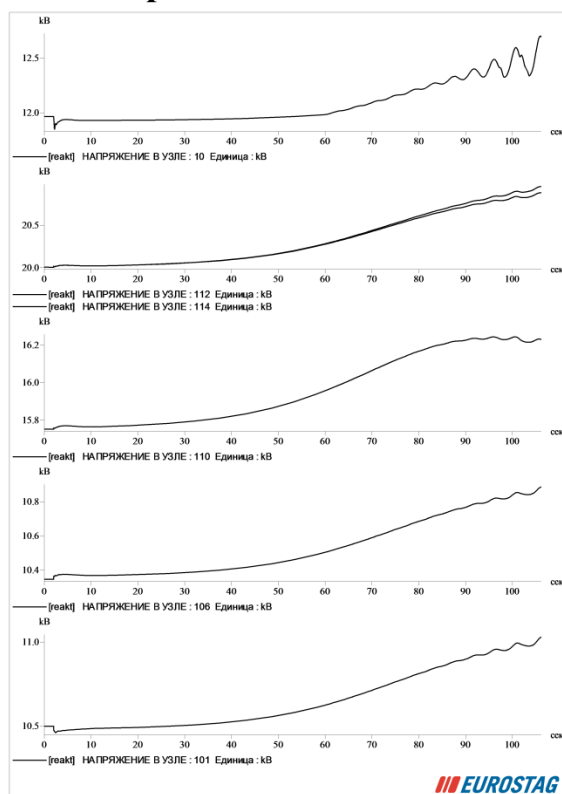


Рисунок Г1 – Графики изменения напряжений в узлах подключения генераторов

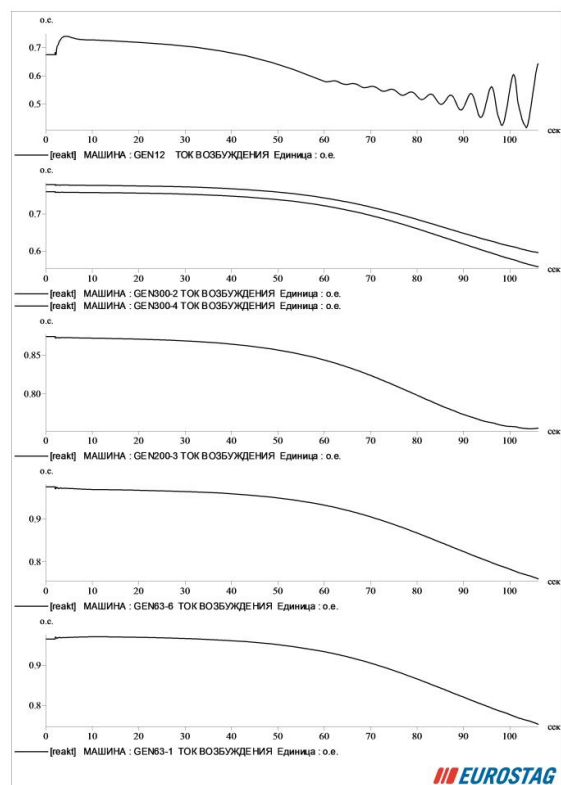


Рисунок Г2 – Графики изменения токов возбуждения генераторов

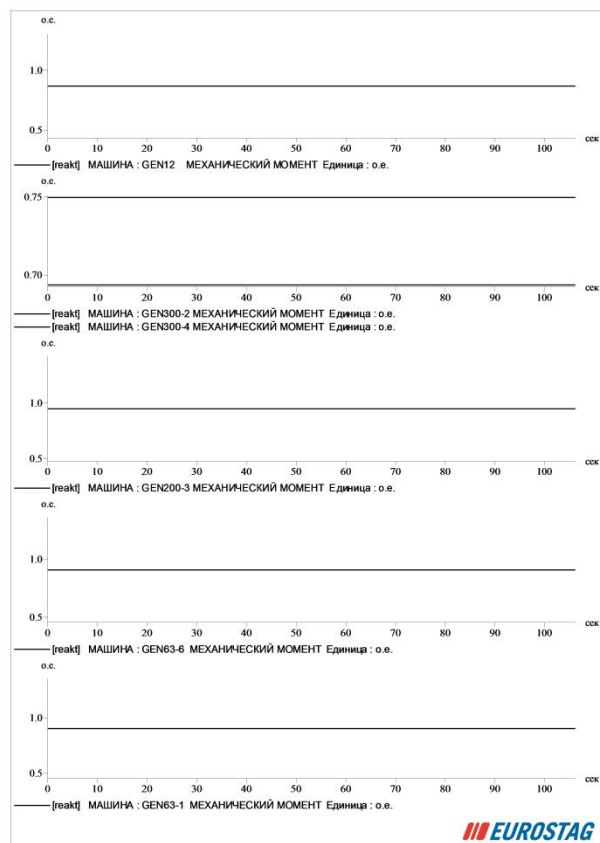


Рисунок Г3 – Графики изменения механических моментов турбогенераторов

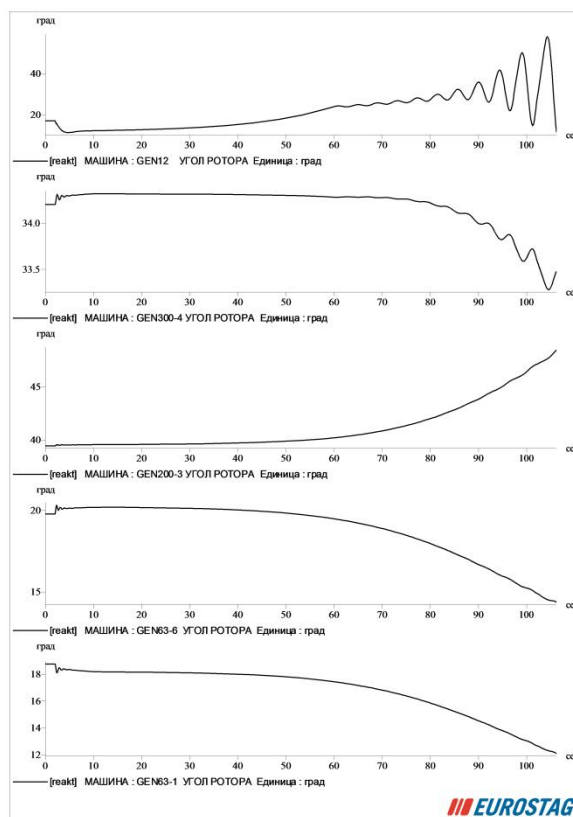


Рисунок Г4 – Графики изменения углов ротора турбогенераторов

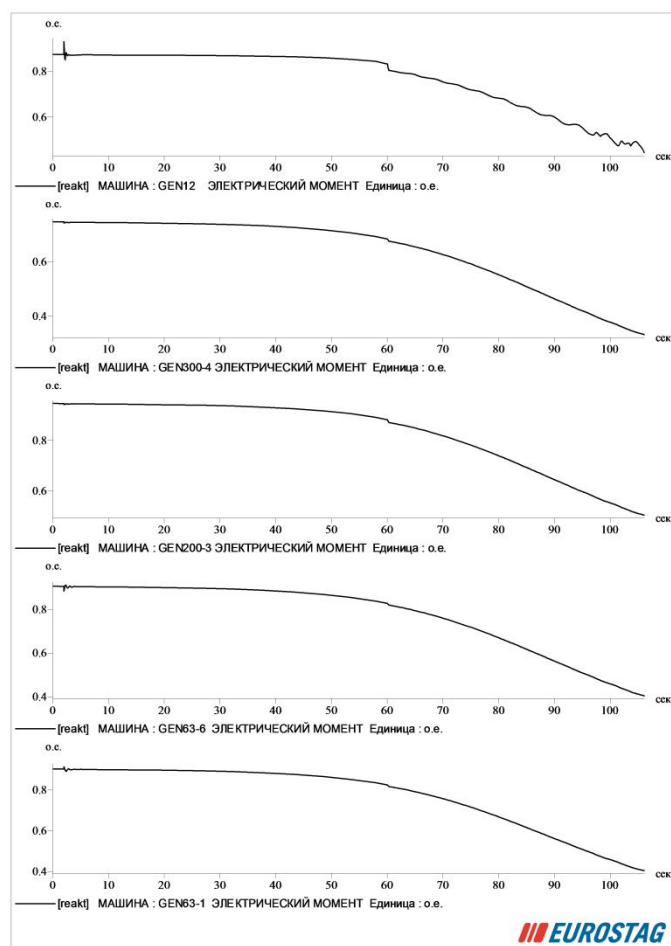













Рисунок Г5 – Графики изменения электромагнитного момента турбогенераторов

Приложение Д

Таблица Д1 – План-график работ в рамках НТИ

Стадии, этапы	Исполнители	T _р раб. дн.	Длительность																			
			Февраль				Март				Апрель				Май				Июнь			
			1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Разработка задания	РП	3																				
Подготовка рабочего места и программного обеспечения, закупка материалов	РП	3																				
	ИСЭР	3																				
Составление плана работ, подготовка технической и справочной литературы	РП	6																				
	ИСЭР	6																				
Сравнительный анализ программных комплексов	РП	3																				
	ИСЭР																					
Расчет установившегося режима в программном комплексе RasrWin3	ИСЭР	7																				
Расчет переходных режимов в программном комплексе Eurostag	ИСЭР	13																				
Сравнение и анализ полученных результатов	ИСЭР	5																				
Расчет переходных режимов в программном комплексе Eurostag	ИСЭР	13																				

Продолжение таблицы Д1

Стадии, этапы	Исполнители	T _р раб. дн.	1 месяц, раб.дн.																			
			Февраль				Март				Апрель				Май				Июнь			
			1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Анализ результатов расчета переходных режимов	ИСЭР	8																				
Подведение общих итогов, подготовка отчетов и записок по проекту	РП	9																				
	ИСЭР	9																				
Оформление документации	РП	5																				
	ИСЭР	5																				